



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO  
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

HEIKKI ENO  
KAPASITIIVISEN LOISTEHON KOMPENSOINTI SÄHKÖVERKKO-  
YHTIÖSSÄ

Diplomityö

Tarkastaja:  
professori Seppo Valkealahti  
Tarkastaja ja aihe hyväksytty:  
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-  
neuvoston kokouksessa 5. touko-  
kuuta 2015

## TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

**HEIKKI ENO:** Kapasitiivisen loistehon kompensointi sähköverkkoyhtiössä

Diplomityö, 92 sivua, 5 liitesivua

Helmikuu 2016

Pääaine: Sähköenergia

Tarkastaja: professori Seppo Valkealahti

Avainsanat: loisteho, kapasitiivinen loisteho, reaktori, muuntaja-kuristin

Kapasitiivista loistehoa tuotetaan sähköverkon asiakkaiden käyttöön varsinkin päiväaikaan, koska useimmat asiakkaiden käyttämät laitteet tarvitsevat pätötehon lisäksi myös loistehoa toimiakseen. Loistehoa muodostuu sähköverkon siirtoyhteyksillä merkittävästi etenkin maakaapeleissa. Sähköverkon siirtoyhteyksien tuottama loisteho ei riipu loistehon kulutuksen määrästä. Loistehoa muodostuu täten helposti varsinkin yöaikaan sähköverkkoon liikaa. Ylimääräinen loisteho on välttämätöntä kuluttaa verkolta pois, jotta sähköverkko toimisi. Kantaverkkoyhtiö valvoo sähköverkkoyhtiöiden loistehon siirtojen suuruuksia kantaverkkoon. Asetettujen loistehorajojen ylityksistä koituu sähköverkkoyhtiölle haittakustannuksia maksettavaksi.

Tämän työn tavoitteena on selvittää Tampereen Sähköverkko Oy:n loistehon ylituottoon liittyviä ongelmia sekä niistä muodostuvia kustannuksia tällä hetkellä ja tulevaisuudessa sekä löytää ratkaisuja niiden poistamiseksi ja kustannusten hallitsemiseksi. Tarkastelu tehdään osaltaan myös vuoden 2016 alussa voimaan astuvan uuden kantaverkkosopimuksen määräykset huomioon ottaen. Kyseinen sopimus muuttaa loistehon tarkastelurajoja ja loistehon ylitysten hinnoittelua. Loistehon siirtoja tarkastellaan erikseen sähköverkkoyhtiön kaupunki- sekä maaseutualueen verkkojen osalta. Loistehon ylituoton määrä ja sen hillitsemiseen liittyvät ratkaisut eroavat näiden alueiden välillä merkittävästi toisistaan.

Tämän diplomityön alussa käydään läpi sähköisen tehon perussuureet sekä loistehon tuottajia ja kuluttajia. Tämän jälkeen tarkastellaan loistehon kompensoinnin hankintaa ja mitoitusta. Tampereen Sähköverkko Oy:n osalta käydään läpi nykyhetken loistehon tuoton ylityksiä sekä tulevaisuudessa sähköverkolla todennäköisesti tapahtuvien muutosten aiheuttamia vaikutuksia loistehon tuoton ylityksiin. Työn lopussa laaditaan mitoitus- ja suositukset tulevaisuudessa todennäköisesti esiintyvien ongelmien korjaamiseksi sekä mietitään vaihtoehtojen hyviä ja huonoja puolia sekä teknistaloudellista kannattavuutta.

Tässä diplomityössä annettujen suositusten pohjalta Tampereen Sähköverkko Oy pääsee suunnittelemaan tulevaisuudessa tarvittavien kapasitiivisen loistehon kompensointilaitteiden mitoitusta ja hankintaa. Kaupunkialueen kompensointiratkaisu perustunee keskitettyyn reaktoriratkaisuun, kun taas maaseutualueen ratkaisu perustunee hajautettuun muuntaja-kuristinratkaisuun.

## ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

**HEIKKI ENO:** Compensation of capacitive reactive power in the electricity network company

Master of Science Thesis, 92 pages, 5 Appendix pages

February 2016

Major: Electric energy

Examiner: Professor Seppo Valkealahti

Keywords: Reactive power, capacitive reactive power, reactor, transformer-choke

Capacitive reactive power is produced for clients of power grid particularly during day time, because most of the devices that these clients use, need not only active power but also reactive power to work. Reactive power is compounded in power grid's transmission links and especially in underground cables. Reactive power that is produced by power grid's transmission links does not depend on the quantity of consumption of reactive power. This means, that reactive power is easily compounded too much to power grid especially during night times. It is necessary to consume excessive reactive power out of the network so that the power grid could work. Fingrid controls power network companies' transfers of reactive power to main grid. Power network companies get disadvantage payments when they go over limits that are set for reactive power.

Objective of this thesis is to examine Tampere Sähköverkko Ltd's problems concerning overproduction of reactive power and costs that this overproduction causes at the moment and in the future and also to find out solutions to remove these problems and manage costs. Analysis is made for one's part taking into account regulations of main grid contract that comes into effect in the beginning of the year 2016. The contract in question will change reactive power limits and fees being charged for the exceeding of the reactive power. Transfer of reactive power is examined separately regarding power network company's city networks and countryside networks. The quantity of overproduction of reactive power and the solutions to control it are significantly different between these areas.

This thesis reviews basic quantities of electrical power, producers and consumers of reactive power and obtaining and measuring compensation of reactive power. Exceeding of reactive power is studied in relation of Tampere Sähköverkko Ltd at the moment and also in the future considering the changes that probably will happen in the power network. At the end of this thesis, measurements are draft and recommendations are given to fix the problems that may occur in the future and the advantages and disadvantages of the alternative solutions are examined taking into account techno-economic cost-effectiveness.

With the recommendations given in this thesis, Tampere Sähköverkko Ltd can start measuring and obtaining capacitive reactive power compensator banks that are needed in the future. The solution of compensation in city area is based on concentrated reactor and in the countryside it is based on multipolar transformer-choke.

## ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Tampereen Sähköverkko Oy:n antamasta aiheesta ja käsittelee sähköverkkoyhtiön kapasitiivisen loistehon kompensointia. Työn tarkastajana toimi professori Seppo Valkealahti Tampereen teknilliseltä yliopistolta ja ohjaajana diplomi-insinööri Jouni Vanhanarkaus Tampereen Sähköverkko Oy:stä.

Haluan kiittää Seppo Valkealahtea työn tarkastamisesta sekä kommentoinnista työn aikana. Erityiskiitokset haluan esittää Jouni Vanhanarkaukselle asiantuntemuksesta, ajankäytöstä, hyvistä ohjaavista neuvoista sekä kiinnostuksesta aihettani kohtaan. Insinööri Pekka Vanhataloa haluan kiittää mahdollisuudesta saada tämän diplomityön aihe Tampereen Sähköverkko Oy:ltä. Kiitän myös kaikkia niitä Tampereen Sähköverkko Oy:n työntekijöitä sekä muita henkilöitä, joilta sain apua ja aineistoa työni tekemiseen. Työn tekeminen oli aikaa vievää, mutta mielenkiintoista ja kokemuksena se oli antoisa.

Tampereella, 7.2.2016

Heikki Eno

# SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO .....	1
2.	KAPASITIIVISEN LOISTEHON KOMPENSOINTI.....	4
2.1	Näennäisteho .....	4
2.1.1	Pätöteho ja loisteho .....	5
2.1.2	Induktiivinen loisteho .....	6
2.1.3	Kapasitiivinen loisteho.....	8
2.2	Kapasitiivista loistehoa tuottavat laitteet.....	8
2.2.1	Tahtikoneiden käyttö ylimagnetoituina .....	8
2.2.2	Kondensaattoriparistot .....	8
2.2.3	Kaapelit ja johdot .....	9
2.3	Kapasitiivista loistehoa kuluttavat laitteet.....	11
2.3.1	Tahtikoneiden käyttö alimagnetoituina.....	12
2.3.2	Muuntajat .....	12
2.3.3	Reaktorit.....	14
2.3.4	Muuntaja–kuristin .....	15
2.4	Loistehon ostaminen Fingridiltä.....	16
2.4.1	Voimassa oleva sopimus .....	16
2.4.2	Voimaantuleva sopimus .....	19
2.5	Loistehon kompensoinnin hankinta ja mitoitus .....	22
2.5.1	Loistehon taloudellinen hankintajärjestys.....	22
2.5.2	Loistehon kompensoinnin kokonaiskustannus.....	22
2.5.3	Kompensointilaitteen mitoittamiseen vaikuttavat tekijät.....	23
3.	KAPASITIIVISEN LOISTEHON KOMPENSOINTI TAMPEREEN SÄHKÖVERKKO OY:SSÄ .....	24
3.1	Kohdeverkko .....	24
3.2	Kompensointilaitteistojen nykytila .....	25
3.3	Kaupunkiverkko .....	25
3.3.1	Kangasalan liittymispiste .....	26
3.3.2	Multisillan liittymispiste .....	32
3.3.3	Voimalaitosten loistehon säätö .....	35
3.4	Maaseutualueen verkko .....	36
3.4.1	Valkeajärven liittymispiste .....	37
3.4.2	Nurmin sähköasema .....	39
3.5	Loistehon nykytilanne .....	40
3.5.1	Kaupunkialueen verkko .....	40
3.5.2	Multisillan verkko .....	43
3.5.3	Maaseutualueen verkko.....	44
3.6	Sähköverkon tulevat muutokset .....	46
3.6.1	Lisättävät kaapeliyhteydet.....	46
3.6.2	Loistehon kulutuksen lisääntyminen.....	49

3.6.3	Muuntajien lisäykset .....	49
3.6.4	Maaseutualueen muutokset .....	51
3.7	Investointien tarpeellisuus tulevaisuudessa.....	52
3.7.1	Kaupunkiverkko.....	52
3.7.2	Multisillan verkko .....	55
3.7.3	Maaseutualueen verkko.....	56
4.	KAPASITIIVISEN LOISTEHON KOMPENSOINNIN MAHDOLLISUUDET TAMPEREEN SÄHKÖVERKKO OY:SSÄ .....	58
4.1	Kaupunkialueen kompensointilaitteisto .....	58
4.1.1	Nykyinen loistehon tarve .....	58
4.1.2	Tulevaisuuden loistehotarpeet.....	64
4.1.3	Mahdolliset sijoituspaikat .....	69
4.1.4	Laitteiston kytkinlaitteet .....	69
4.1.5	Mahdolliset ongelmat.....	70
4.1.6	Laitteistovaihtoehdot.....	71
4.1.7	Laitteistojen teknistaloudellinen tarkastelu.....	72
4.1.8	Suosittelava loistehon kompensointiratkaisu .....	77
4.2	Multisillan kompensointilaitteisto .....	79
4.2.1	Laitteiston loistehon mitoitus.....	79
4.2.2	Laitteistovaihtoehdot.....	80
4.2.3	Laitteiston teknistaloudellinen tarkastelu.....	80
4.2.4	Suosittelava loistehon kompensointiratkaisu .....	81
4.3	Maaseutualueen kompensointilaitteisto .....	81
4.3.1	Laitteiston loistehon mitoitus.....	82
4.3.2	Mahdolliset sijoituspaikat .....	82
4.3.3	Mahdolliset ongelmat.....	82
4.3.4	Laitteistovaihtoehdot.....	83
4.3.5	Laitteiston teknistaloudellinen tarkastelu.....	85
4.3.6	Suosittelava loistehon kompensointiratkaisu .....	86
5.	YHTEENVETO .....	88
	LÄHTEET .....	91
	LIITTEET .....	93
	LIITE 1: ILMAERISTEISEN 1-VAIHEKURISTIMEN TEKNISET TIEDOT .....	93
	LIITE 2: ILMAERISTEISEN 4 MVAR:N KURISTIMEN TEKNISET TIEDOT .....	94
	LIITE 3: ILMAERISTEISEN 4 MVAR:N KURISTIMEN MITOITUSKUVA.....	95
	LIITE 4: MUUNTAJA-KURISTIMEN TEKNISET TIEDOT .....	96
	LIITE 5: MUUNTAJA-KURISTIMEN MITOITUSKUVA.....	97

## LYHENTEET JA MERKINNÄT

Fingrid	Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oy
SCADA	Käytönvalvontajärjestelmä (Supervisory Control And Data Acquisition)
STM	Sosiaali- ja terveysministeriö
SVC	Staattinen loistehon kompensattori (Static Var Compensator)
$C$	kondensaattorin kapasitanssi
$C_k$	käyttökapasitanssi
$f$	taajuus
$I$	virta
$I_{rms}$	virran tehollisarvo
$\hat{i}$	virran huippuarvo
$j$	imaginaariyksikkö
$L$	kelan induktanssi
$L_k$	käyttöinduktanssi
$P$	pätöteho
$P_{netto}$	liittymispisteen suurimman voimalaitoksen nettosähköteho
$Q$	loisteho
$Q_D$	uusi loistehon ottoraja
$Q_{D1}$	uusi loistehon antoraja
$Q_G$	pätötehon tuottajan loistehon ottoraja
$Q_{G1}$	pätötehon tuottajan loistehon antoraja
$Q_k$	loistehon kulutus
$Q_{ke}$	loistehon keskiteho
$Q_{lt}$	loistehon tuotto kaapelissa tai johtimessa
$Q_m$	muuntajan kuluttama loisteho
$Q_{mm}$	muuntajan magnetointiloisteho
$Q_R$	reaktorin kuluttama loisteho
$Q_{Rm}$	reaktorin mitoitus-teho
$Q_S$	loistehon ottoraja
$Q_{S1}$	loistehon antoraja
$Q_t$	loistehon tuotanto
$S$	näennäisteho
$S_K$	kuormituksen näennäisteho
$S_{KO}$	kytkentäpisteen oikosulkuteho
$S_N$	kuormituksen nimellisteho
$S_{NG}$	liittymispisteen suurin generaattori
$t_k$	huipun käyttöaika
$U$	jännite
$U_R$	reaktorin mitoitusjännite
$U_{rms}$	jännitteen tehollisarvo
$U_{\Delta}$	jännitteen suhteellinen muutos
$\hat{u}$	jännitteen huippuarvo
$W_{otto}$	liittymispisteen ottoenergia
$W_{tuotto}$	voimalaitoksen tehon nettotuotto liittymispisteessä
$x$	loistehon ottorajan ylityksen hinta
$x_1$	loistehon antorajan ylityksen hinta

$X_k$	muuntajan suhteellinen oikosulkureaktanssi
$X_C$	kondensaattorin reaktanssi
$X_L$	kelan reaktanssi
$\omega$	kulmataajuus
$\varphi$	vaihe-erokulma

Tampereen Sähköverkko Oy:n sähköasemien lyhenteet

ALJ	Alasjärvi
HRV	Hervanta
KLV	Kaleva
LLT	Lielähti
LMP	Lamminpää
MLP	Myllypuro
MLS	Multisilta
NSL	Naistenlahti
RAT	Ratina
RTH	Rautaharkko
TSK	Teisko
VSL	Vesilinna



# 1. JOHDANTO

Kapasitiivista loistehoa tuotetaan sähköverkon asiakkaiden käyttöön kondensaattoreilla ja generaattoreilla etenkin päiväaikaan, koska useimmat asiakkaiden käyttämät laitteet tarvitsevat pätötehon lisäksi loistehoa toimiakseen. Sähköverkon siirtoyhteyksillä muodostuu lisäksi loistehoa merkittäviä määriä, kun siirtoyhteydet ovat käytössä. Sähköverkon loistehon tuotto ei vähene pätötehon siirron laskiessa, jolloin loistehoa muodostuu helposti varsinkin yöaikaan sähköverkkoon liikaa, kun asiakkaiden loistehon kulutus vähenee. Tästä muodostuu ongelma, koska samaan tapaan kuin pätötehoa, myös loistehoa on kulutettava pois yhtä aikaa ja yhtä paljon, kuin sitä tuotetaan. Suurimmat loistehon kuluttajat pyrkivät sähköverkkoyhtiöiden loistehon hinnoittelusta johtuen tuottamaan tarvitsemansa loistehon pääsääntöisesti itse. Näin ei myöskään suurimmista loistehon kuluttajista ole apua itse ongelman ratkaisuun suurimpien loistehon ylitysten aikana.

Lähtökohtana tälle työlle on ollut vuonna 2012 Pasi Väisäsen tekemässä diplomityössä havaittu mahdollinen tulevaisuudessa esiintyvä ongelma, joka liittyy liialliseen loistehon tuottoon Tampereen Sähköverkko Oy:n sähköverkossa. Kyseisen ongelman lisäksi työn toiseksi lähtökohdaksi voidaan nimetä vuoden 2016 alussa voimaan astuva uusi kantaverkkosopimus. Kyseinen kantaverkkosopimus tulee muuttamaan esimerkiksi kantaverkkoon syötettävän tai kantaverkosta otettavan loistehon rajoja ja rajojen ylityksistä perittäviä loisteho- ja loisenergiamaksuja. Tämän Tampereen Sähköverkko Oy:n antaman diplomityön tavoitteena on selvittää kyseisen yrityksen loistehon ylituotosta aiheutuvia ongelmia ja kustannuksia sekä löytää tarvittaessa ratkaisuja mahdollisten ongelmien poistamiseksi ja kustannusten hallitsemiseksi.

Tampereen Sähköverkko Oy:llä on noin 142 000 asiakasta, joiden sähkön siirtoa ohjataan 13 sähköaseman kautta. Kantaverkon liittymispisteitä verkkoyhtiöltä löytyy kolme kappaletta eli Kangasala, Multisilta ja Valkeajärvi. Näille kantaverkon liittymispisteille on määritetty erilliset loistehon siirron rajat, joiden ylityksistä verkkoyhtiö joutuu maksamaan korvausta kantaverkkoyhtiölle. Tässä työssä tehtävä tarkastelu painottuukin tästä syystä erityisesti kyseisten kantaverkon liittymispisteiden loistehon siirtoihin.

Kangasalan liittymispisteen kautta kulkee Tampereen kaupungin keskusta-alueen sähköenergia ja täten myös keskustan sähkön kulutuksesta johtuen liittymäpisteen tehon siirto on suurinta muihin Tampereen Sähköverkko Oy:n liittymispisteisiin verrattuna. Merkittävin tutkittava asia tässä työssä onkin Tampereen keskusta-alueen sähköverkon loistehon tuotanto, koska Kangasalan liittymispisteen loistehorajojen ylityksistä sähköverkkoyhtiölle aiheutuu tulevaisuudessa todennäköisesti suurimmat kustannukset. Lisäksi todella

merkittäväksi asiaksi nousee myös Tampereen keskusta-alueen sähköverkolle suunnitellut muutokset, jotka vaikuttavat sähköverkon loistehon tuottoon.

Toinen Tampereen Sähköverkko Oy:n kantaverkon liittymispiste sijaitsee sähköverkon eteläpäässä Multisillassa. Koska kaupunkialueen ja Multisillan verkkojen välillä ei ole 110 kV:n yhteyttä, on Multisillan liittymispisteessä omat loistehon ylitysrajat kantaverkoon. Vaikka Multisillan liittymispisteessä on huomattavasti pienemmät tehon siirrot kuin kaupunki-alueen sähköverkossa, esiintyy Multisillassa silti enemmän loistehorajojen kappalemääräisiä ylityksiä. Tarkoitus on tässäkin tapauksessa selvittää, onko investointi sellaisiin laitteisiin, joilla loistehon ylityksiä saadaan vähennettyä, kannattavaa.

Tampereen Sähköverkko Oy:llä on maaseutumaista sähköverkkoa Teiskon alueella. Maaseutualueen kantaverkon liittymispiste sijaitsee Valkeajärvellä. Tällä hetkellä maaseutualueen sähköverkossa ei esiinny mittavia ongelmia loistehon osalta. Lähivuosina tullaan maaseutualueen sähköverkkoa kaapeloimaan useita kymmeniä kilometrejä ja tarkoitus onkin selvittää, aiheutuuko tästä minkä suuruisia ongelmia loistehon osalta. Mahdollisesti esiintyviin ongelmiin on tarkoitus löytää kustannustehokas ratkaisu, joka todennäköisesti tulee olemaan erilainen, kuin ratkaisu kaupunkialueen loisteho-ongelman osalta, koska loistehorajojen ylitysten suuruudet poikkeavat toisistaan merkittävästi.

Tämän diplomityön alussa käydään läpi sähköisiä tehoja, jotta tehokäsitteet tulevat tutuiksi ennen syvällisempää paneutumista loistehoon liittyviin asioihin. Loistehon osalta käydään läpi tarkemmin sähköverkon loistehon tuottajia ja kuluttajia. Loistehoa kuluttavia laitteita käsittelevässä luvussa esitellään myös pelkästään ylimääräisen loistehon hallintaan suunniteltuja sähköverkkoon liitettäviä kompensointilaitteita. Tämän jälkeen esitellään voimassa olevan ja uuden vuoden 2016 alussa voimaan astuvan kantaverkkosopimuksen kohdat, jotka vaikuttavat kantaverkon liittymispisteiden loistehorajoihin ja rajojen ylityksistä perittäviin maksuihin. Kyseisen luvun lopussa käsitellään vielä sähköverkkoyhtiön näkökulmasta taloudellista loistehon hallintaa sekä kompensointilaitteiden kokonaiskustannuksiin ja mitoittamiseen vaikuttavia tekijöitä.

Seuraavan luvun alussa tarkastellaan nykyhetken loistehonantorajojen toteutuneiden ylitysten suuruuksia, määriä ja kertyneitä vuosikustannuksia niin Kangasalan, Multisillan kuin Valkeajärvenkin liittymispisteissä. Samalla tarkastellaan myös kaupunkialueen sähköasemien välillä tapahtuvien loistehon siirtojen suuruuksia. Tämän jälkeen esitellään kaupunkialueen ja maaseutualueen suunnitellut tulevaisuuden muutokset, jotka tulevat vaikuttamaan sähköverkon loistehon kulutukseen tai tuottoon. Nämä tulevaisuuden loistehon tuoton muutokset huomioiden, on vielä kyseisessä luvussa arvioitu kaikissa kantaverkon liityntäpisteissä vuoden 2014 sähköverkon käyttötuntien avulla, millaisia kustannuksia vuosittain loistehon tuoton ylityksistä muodostuisi.

Nykyhetken ja tulevaisuuden loistehon tuoton ylitysten pohjalta on luvussa 4 mitoitettu tarvittavat loistehon kompensointilaitteistojen koot kaikkiin eri Tampereen Sähköverkko

Oy:n kantaverkon liittymispisteiden verkoille. Lisäksi on tarkasteltu, kuinka paljon investoimalla loistehon kompensointilaitteisiin, saadaan säästöä, kun noudatetaan uuden kantaverkkosopimuksen hinnoittelua. Jotta investointien kannattavuudesta saataisiin todellisempi kuva, on kaupunkialueen ja maaseutualueen kompensointilaitteistoratkaisuille tehty vielä teknistaloudellinen tarkastelu. Kaupunkialueen ja maaseutualueen erilaisten kompensointiratkaisujen hyviä ja huonoja puolia on vielä selvennetty molempien osalta. Lopuksi on tehty saatujen tulosten perusteella suositus Tampereen Sähköverkolle Oy:lle tulevaisuudessa tarvittavista kantaverkon liittymispistekohtaisista kompensointilaitteistoista.

## 2. KAPASITIIVISEN LOISTEHON KOMPENSOINTI

Tässä luvussa käydään ensin läpi sähköisiin tehoihin liittyvät perusasiat, jotka on tarpeen tuntea, ennen kuin loistehoihin liittyviä tarkasteluja voidaan tehdä. Koska tämän diplomityön tarkoitus on paneutua juuri kapasitiivisen loistehon kompensointiin, painotetaan iso osa tarkastelusta ensin kapasitiivisen loistehon tuottajiin. Tämän jälkeen käydään läpi kapasitiivista loistehoa kuluttavia laitteita.

Tässä työssä tarkastellaan kapasitiivisen loistehon hallintaa sähköverkkoyhtiön näkökulmasta, jolloin loistehon rajoja sähköverkkoyhtiössä määrittää sähköverkkoyhtiön sopimus kantaverkkoyhtiön kanssa. Sopimukseen on tulossa muutoksia ja sen takia tässä osiossa käydään läpi myös nykyinen ja uusi voimaan astuva kantaverkkosopimus loistehon osalta. Lopuksi tutkitaan vielä mitä asioita pitää ottaa huomioon, kun lähdetään mitoittamaan liiallista kapasitiivista loistehoa kompensoivia reaktoreita sähköverkkoon.

### 2.1 Näennäisteho

Sähköisen tehon perussuureita ovat pätöteho, loisteho ja näennäisteho. Näennäisteho on kompleksisien pätötehon ja loistehon summa. Pätöteho ja loisteho ovat toisiinsa nähden  $90^\circ$  vaihekulmasiirrossa. Näennäisteho voidaan laskea seuraavalla kaavalla. [16]

$$S = P + jQ, \tag{1}$$

missä

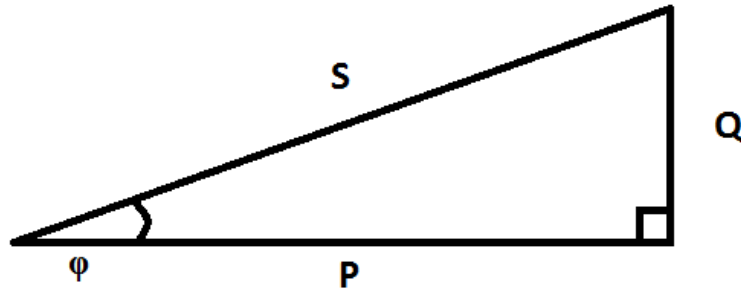
$S$  on näennäisteho

$P$  on pätöteho

$j$  on imaginaariyksikkö

$Q$  on loisteho

Kuvassa 1 on esitelty tehokolmio, josta näkee pätötehon ja loistehon  $90^\circ$  kulmariippuvuuden toisiinsa nähden.



**Kuva 1:** Tehokolmio.

Vaihe-erokulma  $\phi$  kertoo virran ja jännitteen välisen kulmaeron. Vaihe-erokulma voidaan laskea seuraavalla kaavalla.

$$\phi = \arctan \frac{Q}{P}, \quad (2)$$

missä

$\phi$  on vaihe – erokulma

$P$  on pätöteho

$Q$  on loisteho

Kun vaihe-erokulma on positiivinen, jännite kulkee ajallisessa tarkastelussa virtaa edellä. Tällöin sähköverkossa siirtyvä teho on induktiivista loistehoa. Kun taas vaihe-erokulma on negatiivinen, virta kulkee ajallisesti jännitettä edellä. Tässä tapauksessa sähköverkossa siirtyvä teho on kapasitiivista loistehoa. Seuraavissa kappaleissa tarkastellaan näitä asioita tarkemmin. [16]

### 2.1.1 Pätöteho ja loisteho

Pätöteho on tehon komponenteista paremmin tunnettu, koska sillä tehdään itse työ, kuten vastuksen lämpeneminen tai moottorista ulossaatava mekaaninen vääntömomentti. Pätötehon aikaansaamiseen tarvitaan siis energiaa. Esimerkkinä tähän voidaan ottaa vesivoimalaitos, jossa veden yläjuoksun potentiaalienergia muuttuu voimalaitoksen turbiinissa sähköenergiaksi. Tehoja laskettaessa on otettava huomioon vaihtojännitejärjestelmien osalta se, kun jännite ja virta vaihtelevat siniaallon mukaisesti. Seuraavassa on kaava, jolla voidaan laskea pätöteho jännitteen ja virran huippuarvoilla, kun lisäksi tiedetään vaihe-erokulma. [12,16]

$$P = \frac{1}{2} \cdot \hat{u} \cdot \hat{i} \cdot \cos \varphi, \quad (3)$$

missä

$P$  on pätöteho

$\hat{u}$  on jännitteen huippuarvo

$\hat{i}$  on virranhuippuarvo

$\varphi$  on vaihe – erokulma

Virran ja jännitteen tehollisarvoista voidaan pätöteho laskea seuraavalla kaavalla.

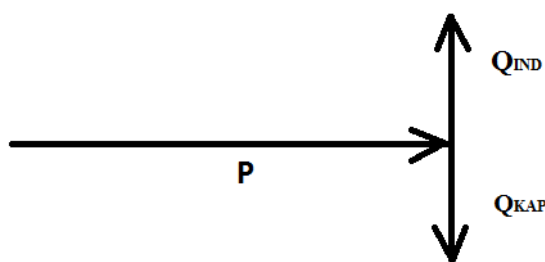
$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi, \quad (4)$$

missä

$U$  on jännite

$I$  on virta

Sähkömoottori tarvitsee kuitenkin pätötehon lisäksi vielä loistehoa toimiakseen. Sähkömoottorin toiminta perustuu magnetoitumiseen. Jotta moottori pystyy kehittämään magneettikentän, tarvitaan verkosta kapasitiivista loistehoa. Moottori siis kuluttaa verkosta kapasitiivista loistehoa tai tosin päin ajateltuna luovuttaa verkkoon induktiivista loistehoa. Tämä asia on hyvä pitää mielessä, koska tässä tapahtuu usein väärin ymmärryksiä. Tästä kohdasta eteenpäin tässä opinnäytetyössä, kun puhutaan loistehon tuottamisesta, tarkoitetaan, että kapasitiivista loistehoa tuotetaan verkkoon. Loistehon kulutuksella taas tarkoitetaan, että kapasitiivista loistehoa otetaan verkosta. Tämä ajattelumalli on yleisesti käytössä sähköverkkoyhtiöissä. Seuraavassa on vielä kuva, joka auttaa hahmottamaan trigonometrisesti kapasitiivisen- ja induktiivisen loistehon eroa. [12]



**Kuva 2.** Induktiivinen- ja kapasitiivinen loisteho.

### 2.1.2 Induktiivinen loisteho

Sähkötekniikassa induktiivista loistehoa muodostaa peruskomponenteista kela. Kelalla voidaan siis kompensoida sellaista sähköverkkoa, jossa on kapasitiivista loistehoa. Ide-

aalisessa tapauksessa kela on täysin induktiivinen komponentti, joten se ei sisällä resistanssia ollenkaan. Todellisuudessa, koska kela on tehty esimerkiksi kuparista, sisältää se aina jonkin verran resistanssia. Tästä syystä kelan käytössä syntyy myös pätötehohäviöitä. Sähkösiirtoverkoilla komponentteja, jotka omaavat kela-ominaisuudet ja samanlaisen rakenteen, kutsutaan reaktoreiksi. Myöhemmin tarkastelemme näiden ominaisuuksia tarkemmin sekä muita laitteita, jotka tuottavat induktiivista loistehoa. Kelassa vaihtovirtavastusta kutsutaan induktiiviseksi reaktanssiksi. Seuraavassa ovat kaavat kelan mitoittamista varten.

$$X_L = 2\pi \cdot f \cdot L, \quad (5)$$

missä

$X_L$  on kelan reaktanssi

$f$  on taajuus

$L$  on kelan induktanssi

Kelan hetkellinen loisteho voidaan laskea seuraavalla kaavalla.

$$Q = \frac{1}{2} \cdot \hat{u} \cdot \hat{i} \cdot \sin \varphi, \quad (6)$$

missä

$\hat{u}$  on jännitteen huippuarvo

$\hat{i}$  on virranhuippuarvo

$\varphi$  on vaihe – erokulma

Tehollisarvoilla laskettaessa voidaan kelan loistehon laskennassa käyttää seuraavaa kaavaa.

$$Q = U_{rms} \cdot I_{rms} \cdot \sin \varphi, \quad (7)$$

missä

$U_{rms}$  on jännitteen tehollisarvo

$I_{rms}$  on virrantehollisarvo

$\varphi$  on vaihe – erokulma

### 2.1.3 Kapasitiivinen loisteho

Sähkötekniikassa kapasitiivista loistehoa tuottaa peruskomponenteista kondensaattori. Sähköverkkoyhtiöissä kapasitiivisen loistehon tuottamista sähköverkkoon kondensaattoreilla tai muilla tavoilla, kutsutaan lyhennetysti loistehon tuottamisesta. Kondensaattoreita ja muita tapoja tuottaa kapasitiivista loistehoa tarkastellaan myöhemmin. Seuraavassa ovat kaavat kondensaattorin mitoittamista varten.

$$X_C = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C}, \quad (8)$$

missä

$X_C$  on kondensaattorin reaktanssi

$f$  on taajuus

$C$  on kondensaattorin kapasitanssi

Samat kaavat (6) ja (7) kuin kelalla pätevät myös kondensaattorin loistehon laskentaan. Huomioitavaa on, että vaihe-erokulman etumerkin kanssa on oltava huolellinen.

## 2.2 Kapasitiivista loistehoa tuottavat laitteet

Tämän työn tarkoituksena on löytää ratkaisuja siihen, kuinka kapasitiivista loistehoa voidaan kuluttaa verkosta. Ennen kuin alamme käydä läpi ratkaisuvaihtoehtoja, tarkastellaan sitä, mistä kapasitiivinen loisteho verkkoon syntyy. Kapasitiivista loistehoa voi käytännössä tuottaa kahdella eri tavalla. Nämä vaihtoehdot ovat kondensaattoriparistot ja tahtikoneet. Tämä ei ole koko totuus, vaan mukaan pitää laskea myös sähköverkon itsensä tuottama kapasitiivinen loisteho. Tämä muodostuu pääasiallisesti kaapeleiden tuottamasta loistehosta.

### 2.2.1 Tahtikoneiden käyttö ylimagnetoituina

Tahtikone on perinteisin tapa tuottaa loistehoa. Kun tahtikonetta ylimagnetoidaan, se tuottaa loistehoa. Samalla kuitenkin koneen kuormitettavuus huononee, jolloin esimerkiksi generaattorikäytössä koneesta ei saada pätötehoa ulos yhtä paljon. Tämä ei siis ole taloudellisesti paras vaihtoehto tuottaa loistehoa. Koska loistehon tuotantoa silmällä pitäen tahtikoneen säädettävyys on nopeaa, voidaan sitä kuitenkin pitää hyvänä vaihtoehtona sähköverkon häiriötilanteiden loistehosäätöön. [14]

### 2.2.2 Kondensaattoriparistot

Kondensaattoriparistoille on olemassa kaksi eri perusvaihtoehtoa. Nämä ovat rinnakkais-kondensaattoriparistot ja sarjakondensaattoriparistot. Edellisten lisäksi on saatavilla haas-



tavampiin kompensointiratkaisuihin erilaisia laitteistoja, joissa on joko vähän tai enemmän aktiivisesti sähköverkon muutoksiin reagoivia laitteita. Tällaiset laitteistot tulevat kysymyksiin tapauksissa, joissa verkossa esiintyy haitallisesti yliaaltoja. [13]

Rinnakkaiskondensaattoriparistot kootaan yksivaiheisista yksiköistä. Sarjaan asennetaan vaiheittain niin monta yksikköä, että verkon jännitetaso saavutetaan. Tavallinen yksikköjännite on 6350 V ja rinnakkaiskondensaattoripariston jännite on 22 kV. Kompensointikapasiteettia pystyy nostamaan lisäämällä yksiköitä sarjakytken rinnalle. Laitteistoja on saatavilla sekä kiinteinä että säädettävänä malleina. Säädettävissä malleissa automaatio kytkee kondensaattoripariston yksikköportaita tarpeen mukaan päälle tai pois. Ongelmana rinnakkaiskondensaattoriparistoissa on se, että ne vahvistavat verkon yliaaltoja. [13,14]

Sarjakondensaattoriyksiköt ovat periaatteessa samanlaisia laitteita kuin rinnakkaiskondensaattoriyksiköt. Erona näillä on lähinnä suojauksen toteuttaminen ja yksiköiden kytkentä verkkoon nähden. Sarjakondensaattorit kytketään sarjaan siirtoverkon johdon kanssa vaiheittain. Pääsääntöinen tarkoitus sarjakondensaattoreilla on nostaa siirtoyhteyden kapasiteettia pienentämällä johtojen induktanssia. Tästä syystä ei katsota, että sarjakondensaattorit toimisivat verkon loistehon tuottajina ainakaan suuressa määrin. [13]

On myös olemassa kehittyneempiä ratkaisuja kompensoinnin suorittamiseen verkossa. Seuraavaksi tarkastellaan muutamaa esimerkkiä näihin liittyen, joista ensimmäisenä otetaan esille estokelaparistoratkaisu. Estokelaparistoratkaisulla saadaan vältettyä resonanssiipiirien syntyminen kondensaattorin kapasitanssin ja verkon induktanssin välille. Kun sähköverkossa tapahtuu nopeita loistehotarpeen tai yliaaltojen muutoksia, ratkaisuna ongelmaan käytetään tehoelektroniikalla ohjattuja laitteistoja. Tällaisia ovat esimerkiksi tyristoriohjauksella toimivat kondensaattoriparistot ja staattiset kompensoittorit. Staattinen kompensointi SVC (engl. Static Var Compensator) on näistä ratkaisuista kehittynein, sillä sellaisella pystyy samanaikaisesti nopeissakin muutoksissa tuottamaan halutun loistehon ja poistamaan valitut yliaallot sähköverkosta. Järjestelmä tutkii koko ajan millä jakson hetkellä tyristorit kytkeytyvät päälle. Vasteaika laitteistolla on maksimissaan 10 ms. Tietysti asia menee myös niin, että mitä parempia ja teknisempiä laitteistoja sähköverkolle hankitaan, niin sitä arvokkaampia ne myös ovat. Jos verkon loistehotuotanto saadaan toimimaan vain kondensaattoriparistolla, on se kaikkein taloudellisen vaihtoehto. [18]

### 2.2.3 Kaapelit ja johdot

Ilmajohdot ja kaapelit tuottavat verkkoon loistehoa. Johtojen ja kaapeleiden kokonaisloistehomäärään vaikuttaa kaapelin pitkittäisreaktanssi ja käyttökapasitanssi. Vaikka kilometri johdinta ei tuottaisi paljoakaan loistehoa, tarkasteltaessa koko verkkoa, syntyy loistehosta iso summa, koska erityyppisiä johtimia verkolta löytyy satoja kilometrejä. Seuraavalla yhtälöllä voi laskea kaapeleissa tai johdoissa syntyvän loistehotaseen. [17]

$$Q_{lt} = Q_t - Q_k = \omega \cdot C_k \cdot U^2 - 3 \cdot \omega \cdot L_k \cdot I^2, \quad (9)$$

missä

$Q_{lt}$  on loistehon tuotto kaapelissa tai johdossa

$Q_t$  on loistehon tuotanto

$Q_k$  on loistehon kulutus

$\omega$  on verkonkulmataajuus

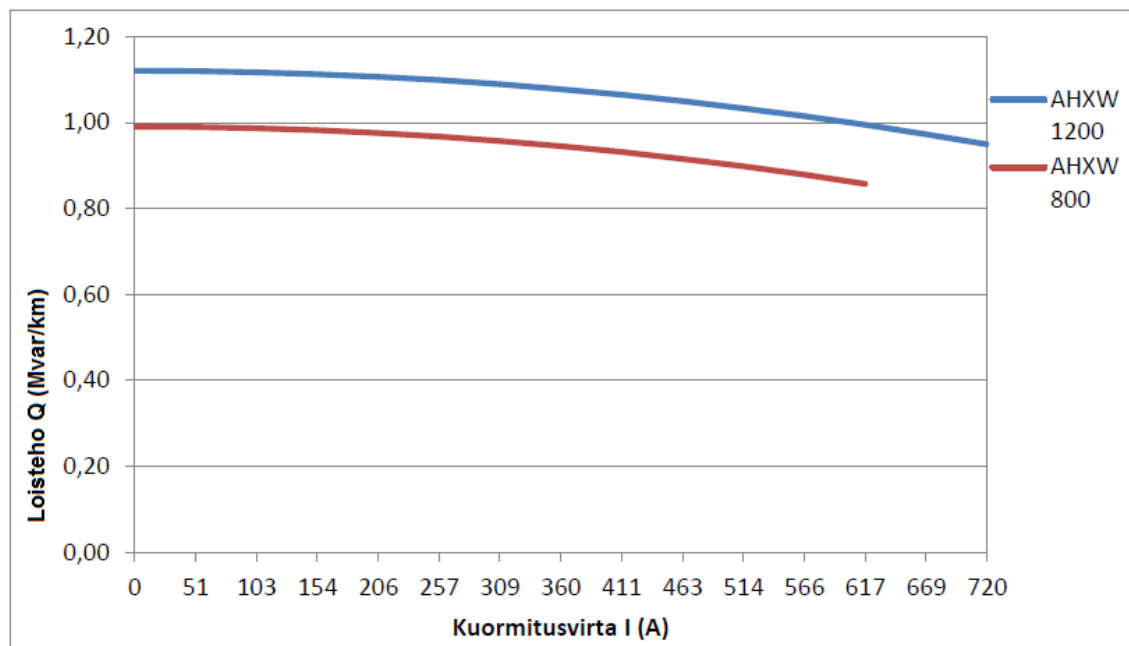
$C_k$  on käyttökapasitanssi

$L_k$  on käyttöinduktanssi

$I$  on kuormitusvirta

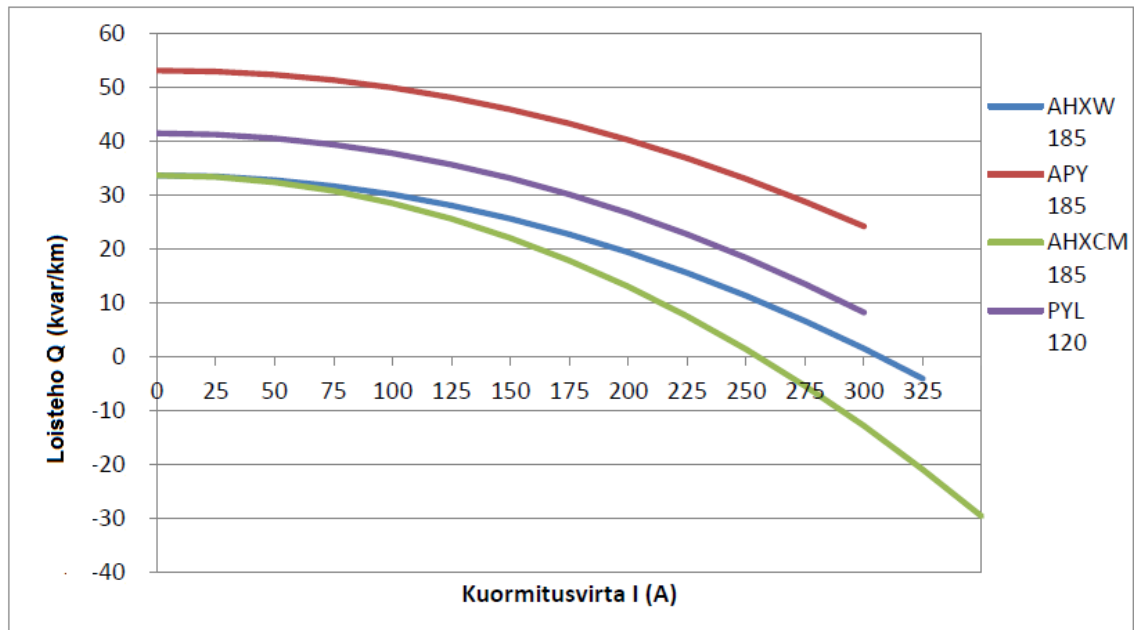
Kaavasta (9) nähdään, että loistehon kulutus riippuu voimakkaasti kuormitusvirrasta ja loistehon tuottojännitteestä. Tästä voimme päätellä, että johdinten loistehon tuotto pysyy verkossa tasaisena, koska jännite ei yleensä verkossa paljon vaihtelee. Johdinten loistehon tuottoon siis vaikuttaa enemmän johtimen kuluttaman loistehon vaihtelu.

Kuvissa 3 ja 4 on käyty läpi kuinka Tampereen Sähköverkko Oy:n yleisesti käyttämät maakaapelit käyttäytyvät loistehon suhteen nousevilla virran arvoilla.



**Kuva 3.** 110 kV maakaapeleiden AHXW1200 ja AHXW800 loisteho kuormitusvirran funktiona. [17]

Kuvasta 3 voimme nähdä, että 110 kV maakaapelit tuottavat paljon loistehoa verkkoon. Lisäksi voimme havaita, että loistehon tuotanto ei ole voimakkaasti riippuvainen kuormitusvirrasta. Loistehon tuotanto laskee vain vähän kuormitusvirran lisääntyessä.



**Kuva 4.** 20 kV maakaapeleiden AHXW185, APY185, AHXCM185 ja PYL120 loisteho kuormitusvirran funktiona. [17]

Kuvasta 4 voimme havaita, että 20 kV maakaapelit tuottavat loistehoa huomattavasti vähemmän kuin kuvan 3 110 kV maakaapelit. 20 kV maakaapeleiden kuormitusvirta vaikuttaa loistehotaseeseen merkittävästi. Osa maakaapeleista voi jopa muuttua loistehoa kuluttaviksi kuormitusikäyränsä loppupäässä.

Edellä tarkasteltiin vain maakaapeleiden loistehotuotannon kuormitusriippuvuutta. Samaa tapaan kuin maakaapelit myös ilmajohtojen loistehotuotanto on riippuvainen kuormituksesta. Maakaapelit tuottavat kuitenkin huomattavasti enemmän loistehoa kuin ilmajohtot. Tulevaisuudessa tullaan käyttämään yhä enemmän maakaapeleita ilmajohtojen sijasta, johtuen niiden pienemmästä tilantarpeesta ja sääkäyttövarmuudesta. Kun myöhemmin tässä työssä tarkastellaan sähköverkon loistehon tuotantoa johtimien osalta, on kuitenkin otettava myös ilmajohtojen loisteho huomioon, jotta saadaan asiasta tarkempi kokonaiskuva. [17]

## 2.3 Kapasitiivista loistehoa kuluttavat laitteet

Kapasitiivista loistehoa siis tuotetaan monilla erilaisilla laitteilla, kuten aikaisemmin tässä työssä huomattiin. Sähköverkolla on monia käyttökohteita loisteholle. Hyvin luonnollisia kulutuspaikkoja löytyy pääosin sähköverkon loppupäästä eli verkkoyhtiön asiakkaista. Kotitaloudet ovat yksi kuluttajaryhmä, joka tarvitsee loistehoa laitteiden toimintaan. Etenkin laitteista, jotka ovat hieman induktiivisia, voidaan mainita kodinkoneet ja elektroniikka. [17]

Teollisuudesta löytyy paljon loistehoa tarvitsevia laitteita. Yksittäisenä isoimpana ryhmänä esiintyvät epätahtimoottorit, jotka tarvitsevat käämitykseensä loistehoa synnyttääkseen magneettikentän. Myös suuntaajakäytöt ovat yleisiä isoja loistehon kuluttajia. Tässä loisteho on sitä suurempi mitä pienemmillä jännitteen ohjauksilla suuntaajaa ohjataan. Koska virta suuntaajassa alkaa kulkea vasta sytytyskulman jälkeen, virta näyttäytyy sähköverkon kannalta induktiivisena kuormana. Teollisuuden loistehon tarvetta sähköverkon kannalta pienentää se, että sähköverkkoyhtiöt pyrkivät loistehon hinnoittelulla ohjaamaan teollisuuslaitoksia tuottamaan itse oman loistehonsa. Tämä sama menettely koskee myös esimerkiksi toimistokiinteistöjä ja julkisia rakennuksia, joissa voi olla suhteellisesti paljon loistehotarvetta. [17]

### 2.3.1 Tahtikoneiden käyttö alimagnetoituina

Alimagnetoimalla tahtikonetta saadaan aikaan vaikutus, joka ottaa loistehoa verkosta. Näin pystytään ottamaan suuriakin määriä ylimääräistä loistehoa pois kerralla. Mutta kuitenkin tahtikoneella loistehoa tehdessä, samat ongelmat toistuvat myös alimagnetoinnin yhteydessä. Ei ole taloudellisesti kannattavaa pyörittää tahtikonetta verkossa pelkän loistehon kuluttamisen takia, koska aina konetta pyörittäessä esiintyy myös häviötä. Ja toisaalta, kun konetta yli- tai alimagnetoidaan, osa mekaanisesta huipputehosta hävietään, eli konetta ei siis voida käyttää täydellä kuormalla. [14]

### 2.3.2 Muuntajat

Muuntajat kuluttavat loistehoa toiminnassaan. Loistehoa tarvitaan magneettikentän aikaansaamiseen ja lisäksi loistehoa kuluu muuntajan pitkittäisreaktanssissa. Magnetoinnin loisteho pysyy lähes vakiona, mutta pitkittäisreaktanssin loistehon kulutus riippuu muuntajan kuormituksesta. Seuraavassa on kaava muuntajan loistehon kulutuksen laskemista varten. [17]

$$Q_m = x_k \cdot \left( \frac{S_K}{S_N} \right)^2 \cdot S_N + Q_{mm}, \quad (10)$$

missä

$Q_m$  on muuntajan kuluttama loisteho

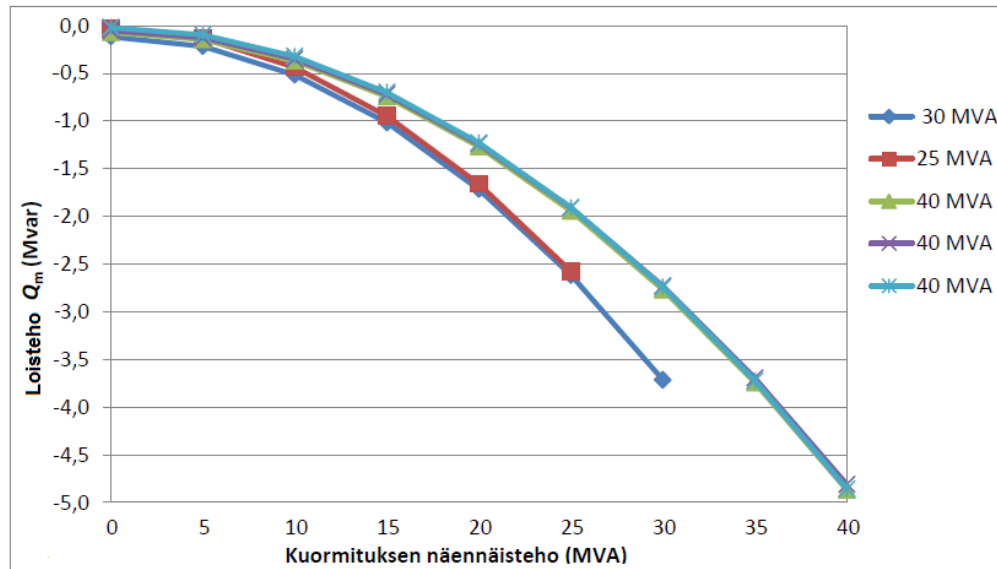
$x_k$  on muuntajan suhteellinen oikosulkureaktanssi

$S_K$  on kuormituksen näennäisteho

$S_N$  on muuntajan nimellisteho

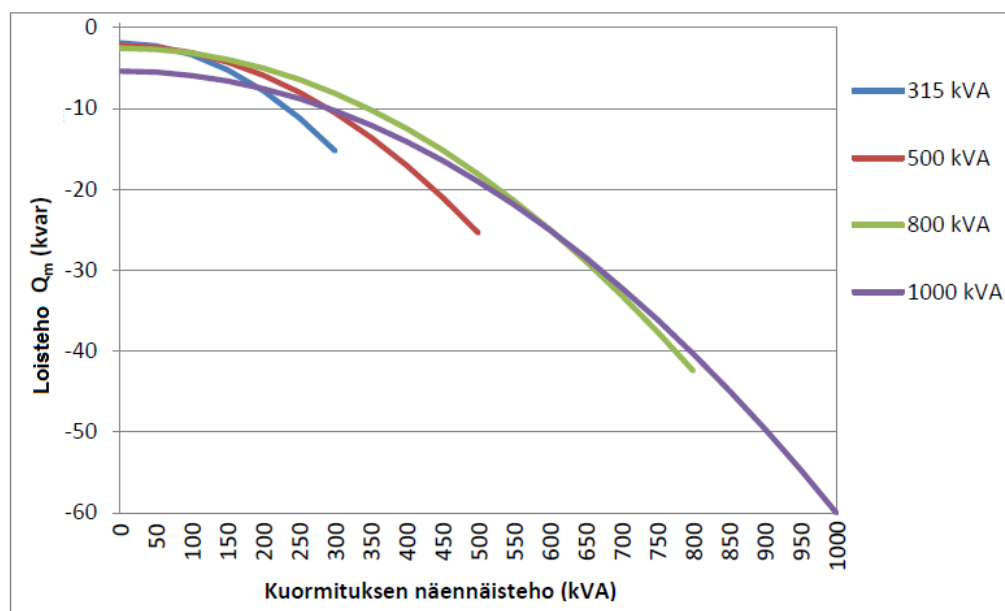
$Q_{mm}$  on muuntajan magnetointiloisteho

Kuvissa 5 ja 6 on kerrottu kuinka Tampereen Sähköverkko Oy:llä yleisimpien pää- ja jakelumuuntajien loistehot käyttäytyvät, kun niiden kuormitus muuttuu.



**Kuva 5.** Päämuuntajien loistehon kulutus kuormituksen näennäistehon funktiona. [17]

Kuvasta 5 näemme, että kuormituksen kasvaessa pienemmät muuntajat kuluttavat suhteessa enemmän loistehoa kuin isommat muuntajat. Kokonaisuutena voidaan päätellä, että kun sähköverkolla on esimerkiksi 13 kappaletta 40 MVA päämuuntajia, muodostuu muuntajien loistehon kulutuksesta koko verkon kannalta merkittävä asia. [17]



**Kuva 6.** Jakelumuuntajien loistehon kulutus kuormituksen näennäistehon funktiona. [17]

Kuvasta 6 näemme saman vaikutuksen kuin päämuuntajilla eli yleisesti pienemmät muuntajat kuluttavat loistehoa enemmän samalla kuormitusvirralla kuin isommat yksiköt. Muuntajan tyhjäkäyntitilassa suurten muuntajien magnetointi tarvitsee enemmän loistehoa kuin pienten, jolloin isommat muuntajat kuluttavat enemmän loistehoa. [17]

### 2.3.3 Reaktorit

Reaktori perustuu sähkötekniikan peruskomponenteista kelaan ja sitä myös käyttötarkoituksesta riippuen rinnakkaiskuristimeksi kutsutaan. Pääasiallinen käyttötarkoitus on saada aikaan vastakkainen reaktio kuin kondensaattoreilla eli sähköverkkoympäristössä otetaan loistehoa pois verkosta. Tosin reaktoreita käytetään myös rajoittamaan sähköverkon oikosulkuvirtoja, vaimentamaan kytkentäjänniteitä ja komponentteina estokela- ja suodatinlaitteissa. [18]

Reaktoreita on olemassa ilmasydämissä ja öljyeristeisiä. Ilmasydäminen reaktori koostuu kolmesta yksivaiheisesta kelasta. Vanhimmat mallit on valmistettu muovipääällysteisistä kaapeleista ja uudet mallit taas alumiinitangoista valmistetuista käämeistä. Suoraan 400 kV sähköverkkoon kytketyt reaktorit ovat öljyeristeisiä. Öljyeristeisen reaktorin etu on sen pieni tilantarve, mutta haittana sillä on suuri paino ja hinta. [13]

Reaktorit luovat ympärilleen voimakkaan magneettikentän. Magneettikentät aiheuttavat värinää ja lämpöliikkeen räsistystä reaktorille. Nämä lyhentävät reaktorin eliniänodotetta. On siis tärkeätä, että reaktori tuetaan hyvin alustalleen ja indusoituvien silmukavirtojen välttämiseksi käytetään maadoituksessa säteittäiselektrodeita. Myös ympärille rakennettavat suojat on syytä tehdä sähköä johtamattomasta materiaalista kuten puusta. [13]

Yleensä kompensointireaktorit kytketään tähteen muuntajan tertiäärikäämiin. Rinnakkaisreaktoreiden päätarkoitus on kompensoida loistehoa pienen kuormituksen aikana sähköverkolta. Suomessa on käytössä pääosin ilmasydämissä reaktoreita. Seuraavassa on kaava, jolla voi laskea reaktorin kuluttaman loistehon verkon jännitteestä. [14]

$$Q_R = \left( \frac{U}{U_R} \right)^2 \cdot Q_{Rm}, \quad (11)$$

missä

$Q_R$  on reaktorin kuluttama loisteho

$U$  on sähköverkon jännite

$U_R$  on reaktorin mitoitusjännite

$Q_{Rm}$  on reaktorin mitoitusloisteho

Kuvassa 7 on kuvattu Alstom Grid Oy:n valmistama ilmasydäminen reaktori.



*Kuva 7. Reaktori. [1]*

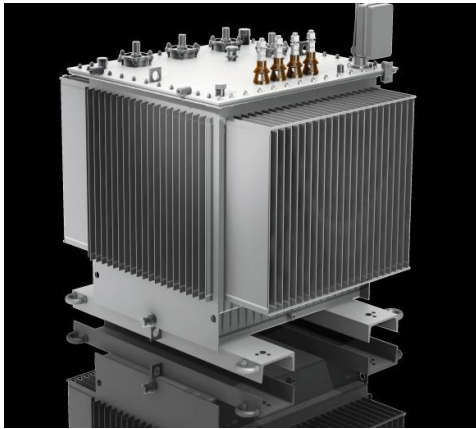
### 2.3.4 Muuntaja-kuristin

Muuntaja-kuristin on laite, joka sisältää jakelumuuntajan ja rinnakkaiskuristimen. Rinnakkaiskuristin sisältää sekä maasulkuvirran sammutuslaitteen että kapasitiivisen loistehon kompensointilaitteen. Tapauksissa joissa ei tarvita maasulkuvirran sammutustoimintaa, voidaan se kytkeä irti rinnakkaiskuristimesta, jolloin käyttöön jää vain kompensointiosa. [5]

Kuristinosa mitoitetaan aina ennalta määritetyille kaapeliyhteydelle, jonka loistehon tuotto sen on tarkoitus kompensoida. Tyypillinen muuntaja-kuristin sijoitetaan 8-10 km:n välein 20 kV:n sähköverkolla. Muut muuntajat, jotka sijoitusvälille asennetaan, voivat olla tavallisia jakelumuuntajia. Kuristin on laitteessa kytketty 20 kV:n jännitteeseen ja sen kytkentä on yleensä Y tai YN, joissakin tapauksissa näin haluttaessa myös D. [5]

Muuntaja-kuristimen eduksi katsotaan se, että yhdellä ja samalla laitteella voidaan suorittaa tarvittava jännitetason muutos pienjänniteverkkoon, loistehon kompensointi sekä maasulkuvirran sammutus. Myöskään erillistä muuntajakoppia ei kuristimelle tarvitse hankkia, vaan laitteisto voidaan sijoittaa tavalliseen jakelumuuntajan muuntajakoppiin. Haittapuolena muuntaja-kuristimen tapauksessa on se, että joko muuntajan tai kuristimen hajotessa koko laite tarvitsee vaihtaa, jolloin myös varastossa on pidettävä hajoamisen varalta varaosana muuntaja-kuristinta.

Kuvassa 8 on kuvattu ABB Oy:n valmistama muuntaja-kuristin.



*Kuva 8. Muuntaja-kuristin. [5]*

## 2.4 Loistehon ostaminen Fingridiltä

Kaikkea verkon loistehoa ei sähköverkkoyhtiön kannata tuottaa itse, vaan taloudellisempaa on pyrkiä ohjaamaan sähkönkuluttajia tuottamaan itse tarvitsemansa loisteho. Toinen edullinen tapa on käyttää kokonaisuudessaan kantaverkkoyhtiö Fingridin tarjoamaa ilmaista loisteho-osuutta. Tällä loistehon ilmaisosuudella on raja niin loistehon kuluttamisen suhteen kantaverkosta, kun loistehon tuottamisen suhteen kantaverkkoon. Kantaverkkosopimuksissa näistä rajoista käytetään termejä ottoraja ja antoraja. Tämä loistehon ilmaisosuus on sähköverkkoyhtiöiden osalta kantaverkon liittymispistekohtainen, eli jokaisella sähköverkkoyhtiöllä voi olla useita erilaisia liittymispistekohtaisia loistehon ilmaisosuuden alueita. Ensin seuraavassa luvussa käydään läpi tämänhetkisen voimassa olevan kantaverkkosopimuksen loistehonrajojen laskentaperusteet, sekä tämän jälkeen seuraavassa luvussa vuonna 2016 voimaan astuvan kantaverkkosopimuksen uudistuva loistehorajojen laskenta.

### 2.4.1 Voimassa oleva sopimus

Liittymispisteiden loistehon anto- ja ottorajat määritellään Fingrid Oyj:n ja sähköverkkoyhtiön välisen sopimuksen pohjalta seuraavilla kaavoilla. Kaavoista suuremman tuloksen antava arvo jää voimaan. [6,7]



$$Q_S = W_{Otto} \cdot \frac{0,16}{t_k} + 0,025 \cdot \frac{W_{Tuotto}}{5000h}, \quad (12)$$

*tai*

$$Q_S = W_{Otto} \cdot \frac{0,16}{t_k} + 0,1 \cdot S_{NG}, \quad (13)$$

$$Q_{S1} = -0,25 \cdot Q_S, \quad (14)$$

*missä*

$Q_S$  on loistehon ottoraja

$Q_{S1}$  on loistehon antoraja

$W_{Otto}$  on liittymispisteen ottoenergia

$W_{Tuotto}$  on voimalaitoksen nettotuotanto liittymispisteessä

( $W_{Tuotto} = 0$ , jos on enintään 10 MVA generaattori)

$t_k$  on huipun käyttöaika 7000 h (prosessiteollisuus)

$t_k$  on huipun käyttöaika 6000 h (muu teollisuus)

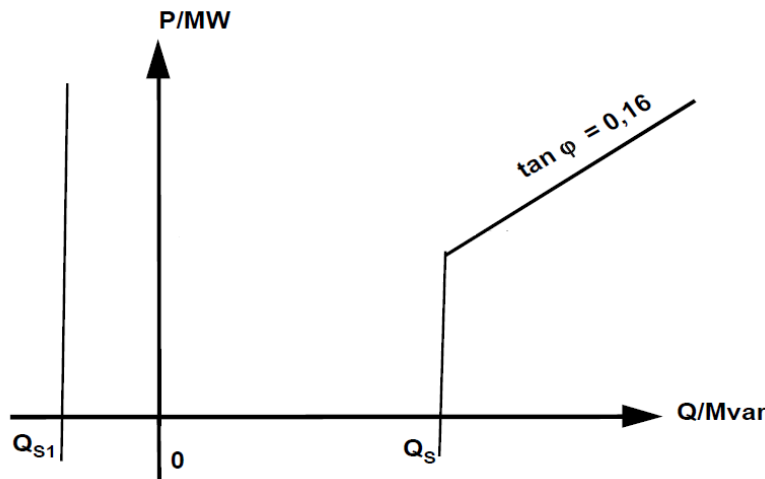
$t_k$  on huipun käyttöaika 5000 h (muu kulutus)

$S_{NG}$  on liittymispisteen suurimman generaattorin teho

( $S_{NG} = 0$ , jos liittymispisteessä on enintään 10 MVA generaattori)

(Rajoja laskettaessa termin  $0,1 \cdot S_{NG}$  arvo saa olla enintään 30 Mvar)

Kaavoilla 12, 13 ja 14 saadaan laskettua kantaverkon liittymispistekohtaiset loistehorajat ja niistä muodostuu kuvan 9 mukainen loistehoikkuna.



**Kuva 9.** Loistehoikkuna, jossa  $Q_{S1}$  on loistehon antoraja kantaverkkoon ja  $Q_S$  on loistehon ottoraja kantaverkosta.

Loistehoikkunassa on tarkoitus pysyä koko ajan kuvassa 9 olevien  $Q_{S1}$  ja  $Q_S$  välissä. Jos käyttötilanteessa ajaututaan viivojen välistä ulkopuolelle, joudutaan loistehorajan ylityksestä maksamaan loistehomaksua Fingridille kaavojen 15 ja 16 mukaisesti.[7]

Kun kantaverkon liittymispisteessä ajaututaan tilanteeseen, jossa loistehoikkunassa ollaan loistehorajan  $Q_s$  oikealle puolelle, otetaan kantaverkosta loistehoa. Tässä tapauksessa loistehomaksun suuruuden määrittely riippuu siitä, onko liittymispisteessä siirretty pätöteho enemmän vai vähemmän kuin 0,16 kertainen määrä siirrettyyn loistehoon nähden. Tapauksessa, jossa pätötehoa on siirretty vähemmän, loistehomaksu määräytyy kaavan 15 mukaisesti. Kun taas pätötehoa on siirretty enemmän kuin 0,16 kertainen määrä loistehon siirtoon nähden, määritellään loistehomaksu kaavan 16 mukaisesti.

$$\text{loistehomaksu} = (Q_{ke} - Q_s) \cdot x, \quad (15)$$

missä

$Q_{ke}$  on liittymispisteessä mitattu tarkastelutunnin loistehon keskiteho huomioiden häviöt

$Q_s$  on loistehon ottoraja

$x$  on loistehon ottorajan ylityksen hinta

$$\text{loistehomaksu} = (Q - 0,16 \cdot P) \cdot x, \quad (16)$$

missä

$P$  on liittymispisteessä mitattu tarkastelutunnin pätötehon keskiteho

Kun loistehon siirrossa ylitetään loistehoraja  $Q_{s1}$ , ollaan tilanteessa, jossa syötetään kantaverkkoon liikaa loistehoa. Tässä tapauksessa loistehomaksu määritellään kaavan 17 mukaisesti. [7]

$$\text{loistehomaksu} = (|Q_{ke}| - |Q_{s1}|) \cdot x_1, \quad (17)$$

missä

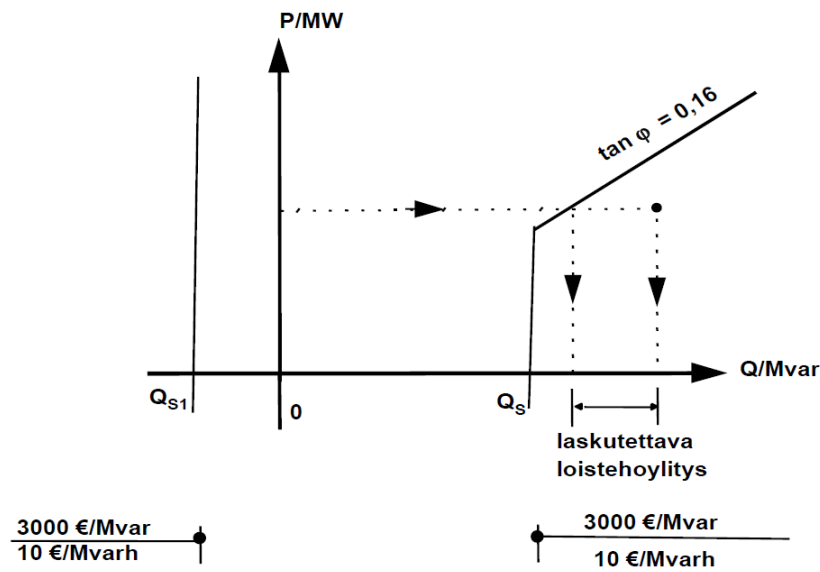
$Q_{s1}$  on loistehon antoraja

$x_1$  on loistehon antorajan ylityksen hinta

Loistehomaksu määritellään kuukauden suurimman loistehon ylityksen mukaisesti. Lisäksi maksetaan loisenergiamaksua loisenergian ottamisen ylityksestä laskutuskuukauden aikana 10 € / Mvarh. Loistehorajan ylityksistä maksettava kokonaismaksu on siis loistehomaksun ja loisenergiamaksun summa.

Jos kuitenkin kuukauden aikana loistehon ylityksiä ei ole ollut kuin kymmenenä tuntina, eikä mikään yksittäinen tunti ylitä loistehorajaa kaksinkertaisesti, ei verkkoyhtiö joudu maksamaan loistehon ylityksistä. Lisäksi Fingridin kanssa on mahdollista sopia, että viikatilanteissa tai generaattoreiden kytkentätilanteissa ei huomioida loistehon ylityksiä. Generaattoreita käytettäessä loistehon tuoton ylityksiä kantaverkkoon saa esiintyä tilapäisesti, eikä ylityksistä tällöin peritä maksua. Jos kyseisiä ylityksiä on kuitenkin yli 30 tuntina kuukaudessa, katsotaan ylitykset pysyväisluonteiseksi, jolloin maksua peritään.[7]

Kuva 10 selventää loistehoikkunan ylitysten tämänhetkisiä maksuja.



*Kuva 10. Loistehoikkunan ylityksestä kuukausittain perittävät maksut. [7]*

## 2.4.2 Voimaantuleva sopimus

Vuoden 2016 alussa astuu voimaan uudet sopimukset sähköverkkoyhtiöiden ja Fingrid Oyj:n välillä. Seuraavassa käymme läpi, mitä muutoksia loistehon anto- ja ottorajojen osalta uuden ja vanhan kantaverkkosopimuksen välillä on.

Ensinnäkin muutoksia tapahtuu loistehoikkunan rajojen laskennan osalta. Uudella sopimuksella määritellään erikseen loistehorajat siitä riippuen, tuotetaanko vai kulutetaanko pätötehoa kantaverkon liittymispisteessä. Kaavoilla 18 ja 19 määritellään loistehorajat kulutettaessa kantaverkosta pätötehoa. [8,10]

$$Q_D = W_{Oto} \cdot \frac{0,16}{t_k} + 0,1 \cdot \frac{P_{Netto}}{0,9}, \quad (18)$$

$$Q_{DI} = -0,25 \cdot Q_D, \quad (19)$$

missä

$Q_D$  on uusi loistehon ottoraja

$Q_{DI}$  on uusi loistehon antoraja

$W_{Oto}$  on liittymispisteen ottoenergia

$P_{Netto}$  on liittymispisteen takaisen suurimman voimalaitoksen nettoteho

( $P_{Netto} = 0$ , jos voimalaitos on enintään 1 MW)

$t_k$  on huipun käyttöaika 7000 h (prosessiteollisuus)

$t_k$  on huipun käyttöaika 5000 h (muu kulutus)

(Rajoja laskettaessa termin  $0,1 \cdot P_{Netto} / 0,9$  arvo on enintään 30 Mvar)

Kaavoilla 20 ja 21 määritellään loistehorajat tuotettaessa kantaverkkoon pätötehoa. [8,10]

$$Q_G = 0,1 \cdot \frac{P_{Netto}}{0,9}, \quad (20)$$

$$Q_{GI} = -Q_G, \quad (21)$$

missä

$Q_G$  on pätötehon tuottajan loistehon ottoraja

$Q_{GI}$  on pätötehon tuottajan loistehon antoraja

$P_{Netto}$  on liittymispisteen suurimman voimalaitoksen nettosähköteho

Loistehoikkunan ottorajoiksi määritellään kuitenkin minimissään voimajohtoliitynnässä 1 Mvar ja sähköasemaliitynnässä 2 Mvar. Maksimissaan ottoraja on 50 Mvar. Kantaverkon liittymispisteen katsotaan noudattavan loistehoikkunan rajoja, jos sen loisteho pysyy edellä määriteltyjen rajojen sisällä, tai loistehonotto on enintään 16 % kantaverkosta otetusta pätötehosta, tai loistehonanto on enintään 4 % kantaverkosta otetusta pätötehosta. [10]

Mikäli liittymispisteessä tapahtuu loistehoikkunan ylityksiä, määräytyvät loistehomaksut ylityksistä kaavojen 19 ja 20 mukaisesti. Lisäksi huomioitavaa on, että 30 suurinta loistehon ylitystuntia kuukaudessa ei huomioida loistehon ottamisen eikä antamisen osalta. Jos loistehoraja ylitetään kaksinkertaisesti, huomioidaan nämä tunnit kuitenkin täysimääräisesti laskutuksessa. [10]

Loistehon ottorajan ylityksistä maksettava tehomaksu määritellään uuden sopimuksen mukaan seuraavasti. [10]

$$\text{loistehomaksu} = (Q_{ke} - Q_s) \cdot x, \quad (22)$$

missä

$x$  on loistehon ottorajan ylityksen hinta

Loistehon antorajan ylityksistä maksettava tehomaksu määritellään uuden sopimuksen mukaan seuraavasti. [10]

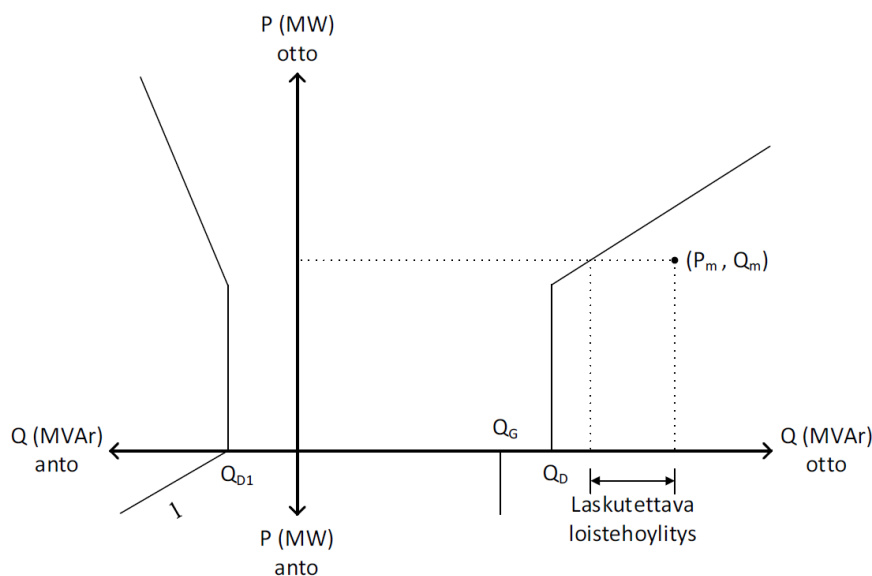
$$\text{loistehomaksu} = (|Q_{ke}| - |Q_{DI}|) \cdot x_I, \quad (23)$$

missä

$x_I$  on loistehon antorajan ylityksen hinta

Lisäksi peritään loisenergiamaksua ottorajan ja antorajan ylityksistä erikseen sovittavan maksun mukaisesti. Kokonaisylitysmaksu kuukaudessa on siis loistehomaksun ja loisenergiamaksun summa. Vuoden 2016 alussa voimaan astuvan kantaverkkosopimuksen mukaiset alustavat loistehorajojen ylityksistä perittävät maksut ovat loistehomaksun osalta 1000 €/Mvar ja loisenergiamaksun osalta 5 €/Mvar. Maksut ovat samat niin loistehon antorajan kuin ottorajankin ylityksistä. Vuosi 2016 on loistehon ylitysten kannalta seurantavuosi, jolloin sähköverkkoyhtiöt voivat tehdä tarvittavia muutoksia ja investointeja sähköverkkoonsa. Näin sähköverkkoyhtiöt voivat varautua vähentämään tulevien mahdollisten maksujensa määrää. Vuonna 2016 ei myöskään vielä peritä loistehorajojen ylityksistä maksuja. Vuoden 2016 lopulla loistehomaksujen hinnastoa voidaan vielä muuttaa ja vuoden 2017 alussa otetaan käyttöön ylityksistä perittävät maksut. [9]

Kuvassa 11 on tyyppikuva siitä, millaiseksi uuden kantaverkkosopimuksen mukainen loistehoikkuna muodostuu.



**Kuva 11.** Uuden kantaverkkosopimuksen mukainen loistehoikkuna. [10]

## 2.5 Loistehon kompensoinnin hankinta ja mitoitus

Kun verkkoyhtiö ylittää kantaverkkosopimuksessa olevat loistehon otto- tai antorajat, se joutuu maksamaan kantaverkkoyhtiölle sopimuksen mukaisen korvauksen ylityksestä. Yleisesti voidaan todeta, että kantaverkkoyhtiö pyrkii hinnoittelemaan loistehon ylitykset niin, että sähköverkkoyhtiöiden kannattaa tuottaa tarvitsemansa loistehot itse. Näin etenkin siinä tilanteessa, kun ylitys on toistuva ja merkittävä.

Seuraavissa kappaleissa tarkastellaan aluksi loistehon taloudellisinta hankintaa. Seuraavaksi listataan kompensointilaitteesta kertyviä kokonaiskustannuksia laitteiston koko elinkaaren aikana, koska on hyvä pitää mielessä, että laitteiston kustannukset eivät rajoitu pelkästään laitteiston hankintaan. Viimeisessä kappaleessa käydään läpi, mitä tietoja tulisi olla käytettävissä, kun lähdetään mitoittamaan reaktoria sähkönjakeluverkolle.

### 2.5.1 Loistehon taloudellinen hankintajärjestys

Aikaisemmin tässä työssä käytiin läpi erilaisia tapoja, joilla tuotetaan loistehoa sähköverkkoon ja toisaalta taas kulutetaan loistehoa sähköverkosta. Näissä molemmissa tapauksissa kannattaa valita aina taloudellisesti kannattavin vaihtoehto. Suuntaa antava listaus taloudellisesta loistehon hankintajärjestyksestä on alla. Listauksessa taloudellisin vaihtoehto on ylimmäisenä ja alimmaisena on lähtökohtaisesti hintavin vaihtoehto. [18]

- Kantaverkkoyhtiön loistehon ilmaisosuuden käyttö
- Loistehon käyttäjien ohjaaminen hinnoittelulla tuottamaan itse loistehonsa
- Kompensointilaitteiden käyttäminen
- Loistehon tuottaminen generaattoreilla
- Loistehon ostaminen kantaverkkoyhtiöltä

Kuten jo edellä mainittiin, listaus on suunta antava ja se ei ota kantaa esimerkiksi kustannuksiin, joita kompensointilaitteiden asennus sähköverkolle kussakin yksittäistapauksessa aiheuttaa. Listauksessa ei myöskään huomioida muita erityistekijöitä. Näistä esimerkkienä ovat sopimukset, jotka antavat mahdollisuuden ostaa loistehoa joltakin energiantuottajalta alle yleisen markkinahinnan.

### 2.5.2 Loistehon kompensoinnin kokonaiskustannus

Kompensointilaitteen hankintahinnan lisäksi on hyvä pitää mielessä käytöstä ja ylläpidosta koituvat kustannukset. Ainakin seuraavia kustannuksia pitäisi tarkastella teknistaloudellisesta katsontakannasta, kun kompensointilaitteistoa lähdetään hankkimaan. [18]

- Kompensointilaitteiden pääoma ja ylläpitokustannukset
- Kompensointien liitälaitteiden pääoma ja ylläpitokustannus
- Laskentakorkokanta ja teknistaloudellinen järjestelmän pitoaika
- Kompensointilaitteissa syntyvien häviöiden kustannukset
- Loistehon siirrosta aiheutuvat häviökustannukset
- Mahdolliset kompensointilaitteen myöhemmin aiheuttamat lisäinvestoinnit sähköverkkoon, kuten sähkönsiirtokapasiteetin nostaminen.

Loistehon kompensointikustannusten osalta merkittävimmät kulut muodostuvat itse kompensointi- ja liitälaitteen hankinnasta. Mutta koska laitteiden pitoajat ovat tyypillisesti yli 40 vuotta, muodostuu helposti myös ylläpito-, korjaus- ja häviökustannuksista merkittäviä.

### **2.5.3 Kompensointilaitteen mitoittamiseen vaikuttavat tekijät**

Kun lähdetään mitoittamaan kompensointilaitetta sähköverkolle, on otettava huomioon monia asioita. Kompensointilaitteet toimii osana koko sähköverkkoa, joten sen vaikutukset ovat verkolle laajat. Verkkoyhtiön tulisi huomioida seuraavan listauksen mukaiset asiat, kun kompensointilaitteistoa lähdetään mitoittamaan. [18]

- Sähköverkon perustiedot, kuten nimellis- ja käyttöjännite sekä taajuus
- Jo olemassa oleva kompensoinnin laitekanta
- Tarvittavan loistehon määrä
- Teknistaloudellisesti paras sijoituspaikka
- Laitteen sijoituspaikan ympäristöolosuhteet
- Riittävä laitteiston jäähdytys
- Riittävä laitteiston asennustila
- Tieto laitteiston ohjausjärjestelmästä
- Verkon yliaaltotilanne ja mahdollisen resonanssiin estäminen
- Laitteiston magneettikenttävaikutukset
- Laitteiden valmistajan ohjeet ja määräykset
- Muut tapauskohtaiset laitteistoon vaikuttavat tekijät

### **3. KAPASITIIVISEN LOISTEHON KOMPENSOINTI TAMPEREEN SÄHKÖVERKKO OY:SSÄ**

#### **3.1 Kohdeverkko**

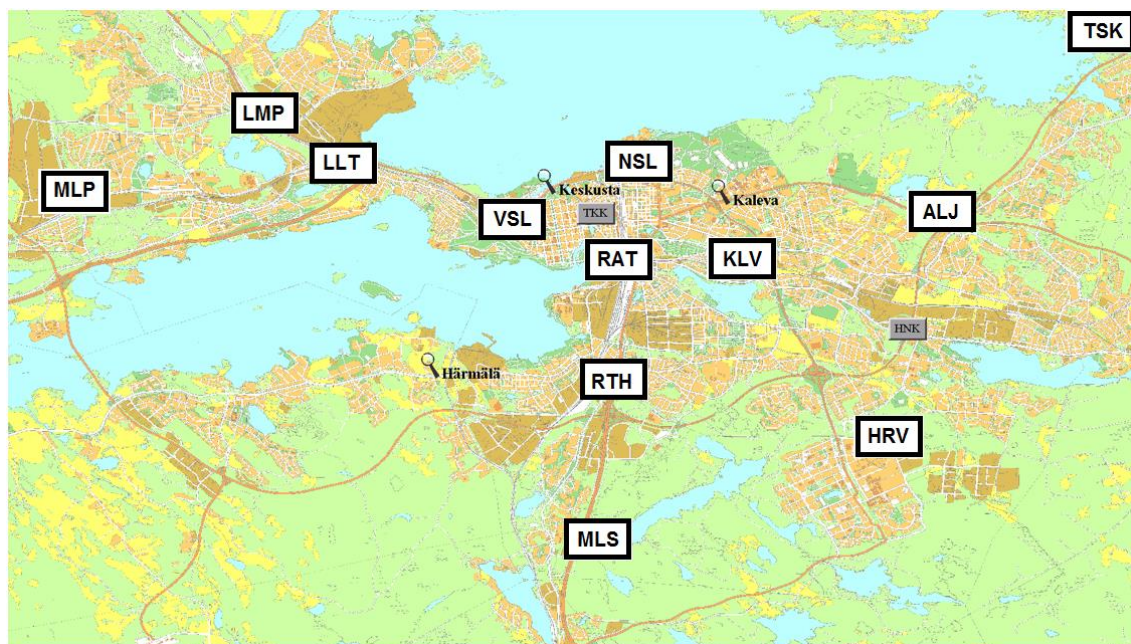
Tampereen Sähköverkko Oy:llä on asiakkaita noin 140 000. Sähköverkko jakaantuu kahden erityyppiseen alueeseen, eli Tampereen keskustan kaupunkiverkkoon ja verkon pohjoisosan Teiskon maaseutuverkkoon. Kaikkiaan kyseisellä yrityksellä on 13 sähköasemaa, joista uusin Nurmin sähköasema valmistui aivan hiljan. Teiskon sähköasema palveli maaseutuverkkoa kokonaisuudessa ennen yksin, mutta tulevaisuudessa osa Teiskon 20 kV:n lähdoistä käännetään Nurmin sähköasemalta lähteviksi. Muut Tampereen Sähköverkko Oy:n sähköasemat palvelevat pääsääntöisesti Tampereen keskustaa ja sen lähitaajamia.

Voimalaitoksia on kytketty kiinni sähköverkkoon Naistenlahden ja Lielahden sähköasemilla. Naistenlahdessa ja Lielahdessa on kummassakin kolme generaattoriyksikköä, joiden tehot ovat välillä 50–101 MVA. Tampereen Energiantuotanto Oy omistaa kyseiset voimalaitokset. Tampereen keskustassa on lisäksi sähköverkkoon kytketty neljä pienempää vesivoimalaitosta, joista kolme on Tampereen Energiantuotannon omistamia.

Tampereen Sähkölaitos Oy toimii emoyhtiönä Tampereen Energiantuotanto Oy:lle ja Tampereen Sähköverkko Oy:lle. Lisäksi konserniin kuuluu esimerkiksi Tampereen Kaukolämpö Oy sekä Tampereen Vera Oy, joka tuottaa esimerkiksi sähköverkon rakentamiseen ja kunnossapitoon liittyviä palveluita. Uusimpana Tampereen Sähkölaitoksen yrityksistä toimii sen osittain omistama jätteenpolttoon erikoistunut Tammervoima Oy. Tampereen Sähkölaitoksen omistaa Tampereen kaupunki.

Kuvassa 12 on karttakuva Tampereen sähköverkon kaupunkialueesta, jossa sähköasemat näkyvät. Kuvan oikeassa yläkulmassa näkyy Teiskon sähköasema. Tämä asema palvelee pääsääntöisesti maaseutuverkkoa, joka sijaitsee kuvan ulkopuolella.





*Kuva 12. Tampereen Sähköverkko Oy:n sähköasemien sijainti. Valkokoinen mustalla kehystetty laatikko tarkoittaa sähköasemaa ja kunkin laatikon sisälle on kirjoitettu sähköaseman nimestä käytettävä lyhenne.*

### 3.2 Kompensointilaitteistojen nykytila

Tällä hetkellä Tampereen Sähköverkko Oy:llä on käytössään loistehon kompensointiin kolme kappaletta nimellisteholtaan 12,6 Mvar:n rinnakkaiskondensaattoriparistoja. Laitteistot sijaitsevat sähköasemilla Hervannassa, Lamminpäässä ja Kalevassa. Näiden lisäksi vuonna 2013 on hankittu estokelaparisto Ratinan sähköasemalle. Kokonaisloistehon tuotto näillä yksiköillä on 43,8 Mvar. Todellisuudessa loistehon tuotto jää laitteistolla vähän nimellistehoa alemmaksi, koska laitteistoja käytetään 22 kV:n nimellisen käyttöjännitteen sijaan 20,5 kV:n jännitteellä.

Reaktoreita sähköverkolle ei ole vielä asennettu yhtään. Kun Väisänen teki vuonna 2012 kokonaistarkastelua Tampereen Sähköverkko Oy:n loistehon kompensointi tilasta, nousi esiin reaktorin hankinnan tarpeellisuus. Siitä lähtien asia on pysynyt esillä ja todennäköisesti hankinta tulee tarpeelliseksi lähitulevaisuudessa verkolla tapahtuvien rakenteellisten muutoksien johdosta.

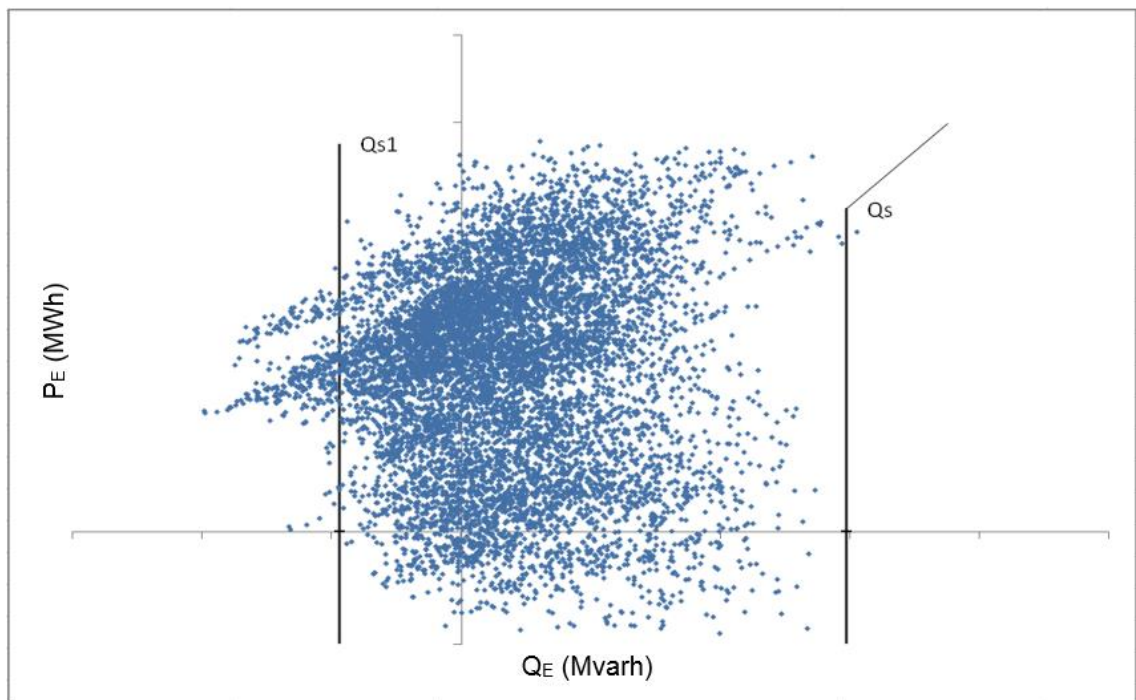
### 3.3 Kaupunkiverkko

Tampereen Sähköverkko Oy:n kaupunkialue on liitetty Fingridin kantaverkkoon Hervannan ja Alasjärven sähköasemien kautta. Itse liittymäpiste on Kangasalalla. Lisäksi Multisillan sähköasema on liitetty Fingridin verkkoon omalla liittymäpisteellä ja siltä ei ole 110 kV:n yhteyksiä kaupunkiverkon muille sähköasemille. Niin Kangasalan kuin Multisillan-

kin liittymispisteissä on tapahtunut loistehon siirron ylityksiä kantaverkkoon päin ja seuraavaksi tarkastellaan näiden ylityksien määrää ja suuruutta. Liittymispistetarkastelun jälkeen käydään vielä läpi Tampereen Energiantuotanto Oy:n voimalaitoksien loistehon sääntömahdollisuuksia ongelmatilanteissa.

### 3.3.1 Kangasalan liittymispiste

Kangasalan liittymispisteessä tapahtuu Tampereen Sähköverkko Oy:n suurin pätötehon ja loistehon siirto. Kesäaikaankin pienillä kuormituslaitteilla pätötehoa otetaan Kangasalan liittymispisteessä noin 100 MW. Liittymispisteessä tapahtuu kapasitiivisen loistehon ylityksiä verkkoon päin varsinkin kesäaikaan, ja seuraavaksi tarkastellaan näiden ylityksien määrää ja suuruutta vuosina 2013–2014.



**Kuva 13.** Kangasalan liittymispisteen loistehoikkuna vuonna 2014. Jokainen sininen piste tarkoittaa vuoden 2014 yksittäisen käyttötunnin loisenergian siirron keskiarvoa Kangasalan liittymispisteessä.

Kuvasta 13 nähdään, että loistehon ottorajaa  $Q_s$  ei ylitetty vuonna 2014 kuin pari kertaa. Kun taas tutkitaan loistehon antorajaa  $Q_{s1}$  kantaverkkoon, huomataan ylityksiä olevan paljon. Osa ylityksistä on huomattavia.

Taulukossa 1 on kymmenen suurinta Kangasalan liittymispisteen loistehon antorajan ylitystä vuonna 2014.

**Taulukko 1.** Kangasalan liittymispisteen suurimmat loistehon annon ylitykset vuonna 2014.

Aika	Q anto (Mvar)	Q raja (Mvar)	Q ylitys (Mvar)
21.6.2014 4:00	19,87	9,43	10,44
21.6.2014 5:00	19,81	9,43	10,38
22.6.2014 5:00	18,88	9,43	9,45
22.6.2014 4:00	18,06	9,43	8,63
21.6.2014 6:00	17,91	9,43	8,48
22.6.2014 6:00	17,80	9,43	8,37
29.6.2014 5:00	17,49	9,43	8,06
15.6.2014 4:00	17,43	9,43	8,00
20.6.2014 4:00	17,33	9,43	7,90
29.6.2014 4:00	17,16	9,43	7,73

Taulukosta 1 voimme huomata suurimpien ylitysten ajoittuvan kesäaikaan ja vielä tarkemmin kesäkuun öihin. Kuusi suurinta loistehon ylitystä on tapahtunut juhannusviikonloppuna. Tähän selittävänä tekijänä voimme pitää sähköverkon pientä kuormitusta, joka ajoittuu pienimmilleen juuri juhannuksena. Tänä aikana teollisuus ei ole toiminnassa ja myöskin liiketiloissa ja toimistorakennuksissa sähkönkulutus on pientä. Osansa pieneen kuormitukseen tuo myös se, että juhannuksena ihmisiä on paljon vähemmän kaupungissa kuin muuna aikana. Tämä edelleen pienentää kaupunkiverkon sähkönkulutusta. Taulukossa 2 on vuodelta 2013 kymmenen suurinta loistehon annon ylitystä kantaverkkoon.

**Taulukko 2.** Kangasalan liittymispisteen suurimmat loistehon annon ylitykset vuonna 2013.

Aika	Q anto (Mvar)	Q raja (Mvar)	Q ylitys (Mvar)
21.6.2013 5:00	20,78	8,65	12,13
21.6.2013 4:00	19,71	8,65	11,06
21.6.2013 3:00	18,98	8,65	10,33
20.6.2013 4:00	17,23	8,65	8,58
27.6.2013 4:00	16,97	8,65	8,32
21.7.2013 5:00	16,94	8,65	8,29
21.6.2013 2:00	16,72	8,65	8,07
17.8.2013 5:00	16,67	8,65	8,02
21.6.2013 6:00	16,53	8,65	7,88
23.6.2013 5:00	16,44	8,65	7,79

Suurimmat loistehon annon ylitykset vuosina 2013 ja 2014 osuvat hyvinkin samoille kesäkuun päivämäärille. Juhannusviikonloppuna tapahtuivat molempien vuosien neljä suurinta ylitystä. Vuonna 2013 loistehon antorajan ylitys 21.6.2013 kello 5–6 on ollut 12,1 Mvar, joka on 2014 vuoden pahimpaan arvoon 21.6.2014 kello 4–5 10,4 Mvar verrattuna 1,7 Mvar pienempi. Tästä voisi päätellä, että kapasitiivisen loistehon suurimpien ylitysten arvot olisivat alenemaan päin. Tämä ei kuitenkaan pidä paikkaansa, koska kantaverkon

liittymispisteen loistehorajaa nostettiin 0,78 Mvar vuoden 2014 aikana. Tämä selittää arvojen näennäisen laskun. Toinen huomioitava asia oli myös se, että vuoden 2014 pahimman arvon aikana Naistenlahden generaattori 2:ta on käytetty kuluttamaan loistehoa verkosta 4,3 Mvar. Jos generaattori ei olisi ollut päällä, olisi loistehon antorajan ylitys kantaverkkoon huomattavasti suurempi vuonna 2014 kuin vuonna 2013.

Vuonna 2015 tammikuusta syyskuuhun tarkasteltuna loistehon suurimmat ylitykset ovat pysyneet vuoden 2013 tasolla. Suurin loistehon antorajan ylitys on ollut tähän mennessä 12,23 Mvar ja se on tapahtunut 18.7.2015 kello 5–6. Loistehon antoraksi kantaverkkoon on vuonna 2015 laskettu 9,68 Mvar, joka on vuoden 2014 rajaa 0,25 Mvar suurempi. Kantaverkkoon on siis Kangasalan liittymispisteen kautta suurimman ylitystunnin aikaan siirretty loistehoa 21,91 Mvar. Vaikka suurimman ylityksen taso ei näyttäisi olevan noussussa, loistehon energiasiirto kantaverkkoon näyttää kasvavan vuosi vuodelta.

Taulukosta 3 käy ilmi vuosien 2013, 2014 sekä 2015 tammikuusta syyskuuhun asti tapahtuneet kapasitiivisen loistehon ylitysten kappalemäärä sekä loistehorajan ylittävä loisenergia Kangasalan liittymispisteen osalta. Taulukosta voidaan huomata, että merkittävää kasvua on tapahtunut sekä ylitysten kokonaismäärän että loisenergian kokonaismäärän suhteen.

**Taulukko 3.** Kangasalan liittymispisteen loistehon ylitysten antorajan kappalemäärät ja loisenergiat.

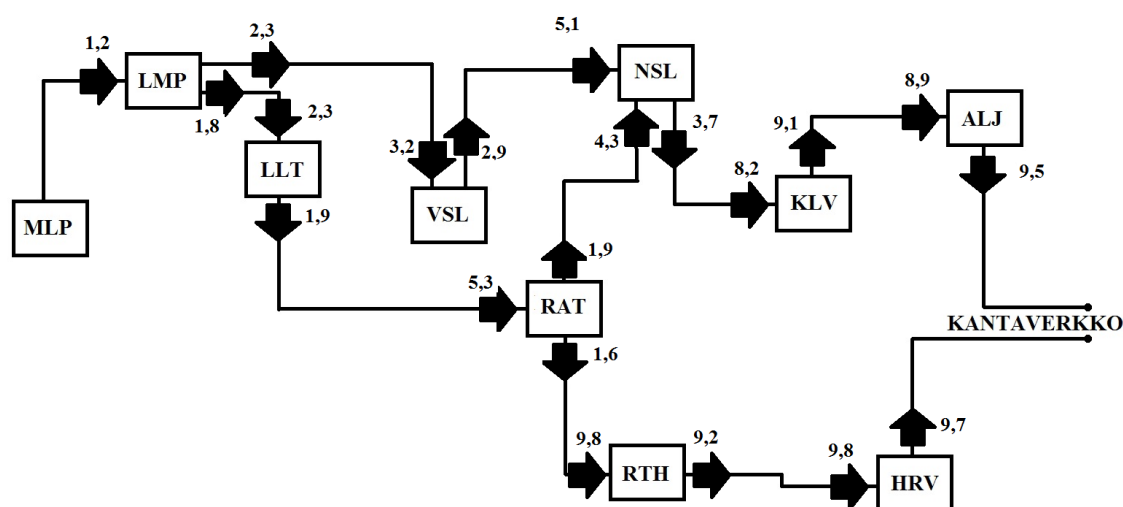
	2013	2014	2015 tammikuu- syyskuu
<b>Ylityksien kokonaismäärä (kpl)</b>	231	312	563
Ylityksiä toukokuussa (kpl)	17	35	53
Ylityksiä kesäkuussa (kpl)	79	135	133
Ylityksiä heinäkuussa (kpl)	88	78	203
Ylityksiä elokuussa (kpl)	16	8	112
Ylityksiä syyskuussa (kpl)	3	11	47
<b>Loisenergian kokonaismäärä (Mvarh)</b>	681	913	1892
Loisenergia toukokuussa (Mvarh)	35	93	134
Loisenergia kesäkuussa (Mvarh)	293	416	448
Loisenergia heinäkuussa (Mvarh)	267	235	833
Loisenergia elokuussa (Mvarh)	47	8	375
Loisenergia syyskuussa (Mvarh)	8	22	89

Taulukossa 3 on kokonaisvuosiarvojen lisäksi vielä esitetty suurimpien ylityskuukausien toukokuu-syyskuu tuntikohtaisten loistehon ylityksien kokonaismäärää sekä loisenergian kokonaisylitykset. Valtaosa ylityksistä osuu touko-syyskuulle ja muuna aikana tapahtuvat kapasitiivisen loistehon ylitykset ovat satunnaisia ja energialtaan pieniä. Huomattavaa on myös se, että loistehorajojen ylitysten lukumäärästä enemmän kuin puolet tapahtuu kesä- ja heinäkuussa. Sama asia voidaan havaita loisenergian osalta.

Vuoden 2015 tammikuusta syyskuuhun saadut arvot eivät ole täysin verrattavissa vuosien 2013–2014 arvoihin. Tämä johtuu siitä, että vuoden 2015 arvot on otettu Tampereen Sähköverkko Oy:n käytönvalvontajärjestelmä SCADA:sta ja vuosien 2013–2014 arvot Fingridin tuottamasta palvelusta. Tähän työhön vuoden 2015 arvoja ei voitu ottaa Fingridin palvelusta, koska laskenta sisälsi vielä ainakin tässä vaiheessa virheitä. Todellisuudessa taulukossa 3 listatut vuoden 2015 ylitykset ovat todennäköisesti hieman pienempiä kuin esitetyt, mutta sen asiasta voi kuitenkin päätellä, että laskusuunnassa vuoden 2014 tuloksiin nähden ei olla. Kun vuoden 2015 Fingridin raportti valmistuu kokonaisuudessaan, on se tarpeen käydä läpi ja tarkastaa sen vaikutukset taulukkoon 3.

Kokonaisuutena näyttää siltä, että vuosittain loistehon ylitystuntien määrä kasvaa voimakkaasti, mikä näkyy myös loisenergia nousussa. Myöhemmin kappaleessa 3.7 paneudutaan vielä kustannuksiin, joita nämä edellä tarkastellut loistehon ylitykset aiheuttavat.

Tarkastellaan seuraavaksi kuinka loisteho siirtyi Tampereen Sähköverkko Oy:n verkossa suurimpien kuormitustuntien aikana vuosina 2013 ja 2014. Kuvassa 14 näkyy Tampereen Sähköverkko Oy:n 110 kV:n kaupunkiosan sähköverkko.



**Kuva 14.** Loistehon siirto Tampereen Sähköverkko Oy:n kaupunkialueen sähköasemien ja kantaverkon välillä suurimman loistehon ylitystuntin aikana vuonna 2014. Nuolet kertovat kuinka kapasitiivinen loisteho on siirtynyt sähköasemien välillä. Lukuarvo nuolen vieressä tarkoittaa loistehon määrää Mvar:ssa.

Kuvan 14 loistehojen siirtojen mittaukset on tehty aina sähköaseman 110 kV:n lähdestä. Kuvassa on tarkasteltu loistehon siirtymistä vuonna 2014 Kangasalan liittymispisteen suurimman loistehon ylitystuntin aikaan.

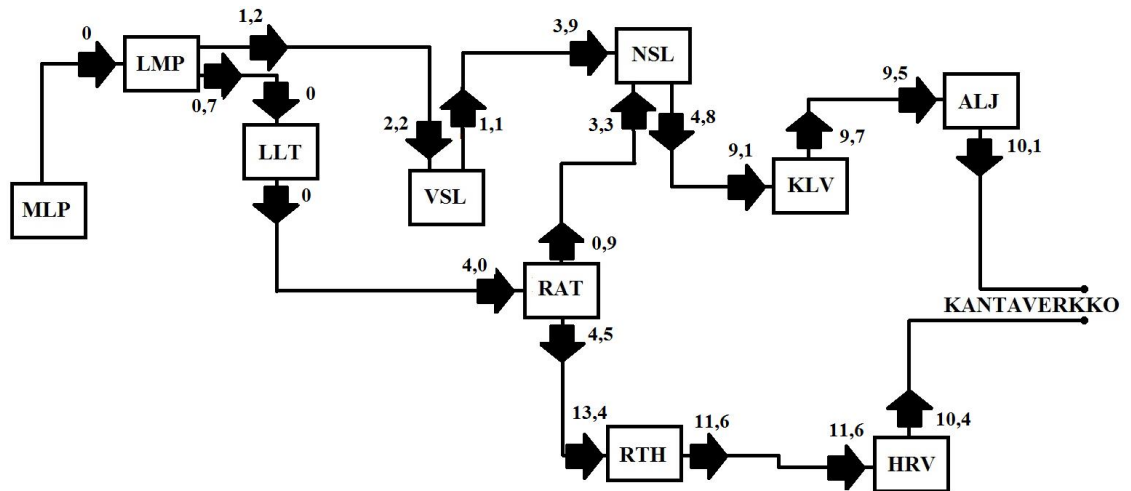
Huomioitavaa on, että sähköasemalle tulevan loistehon määrä ei vastaa sähköasemalta lähtevien loistehojen määrää. Tämä johtuu siitä, että sähköasema-alueen sisällä voidaan sekä kuluttaa, että tuottaa loistehoa. Yksinkertaisena esimerkkinä voidaan ottaa vaikka



Vesilinnan sähköaseman tapaus, joka näkyy kuvassa 14 VSL-tunnuksella. Vesilinnaan tulee loistehoa 3,2 Mvar ja sieltä lähtee edelleen 2,9 Mvar Naistenlahteen (NSL) päin, jolloin sähköaseman alueen sisällä on kulutusta 0,3 Mvar. Toinen huomioitava asia on siirtoyhteyksien loistehon tuotto. Kuten kappaleessa 2.2.3 todettiin, kaapelit ja johtimet tuottavat loistehoa verkkoon sitä enemmän mitä pienemmässä kuormituksessa ne ovat. Esimerkkinä kaapelin tuottamasta loistehosta voidaan ottaa kuvasta 14 Ratinan ja Rautaharkon välinen kaapeliyhteys. Koska Ratinasta siirtyi loistehoa Rautaharkkoon päin 1,6 Mvar ja Rautaharkkoon saapui loistehoa 9,8 Mvar, syntyi loistehoa kaapeliyhteydessä 8,2 Mvar.

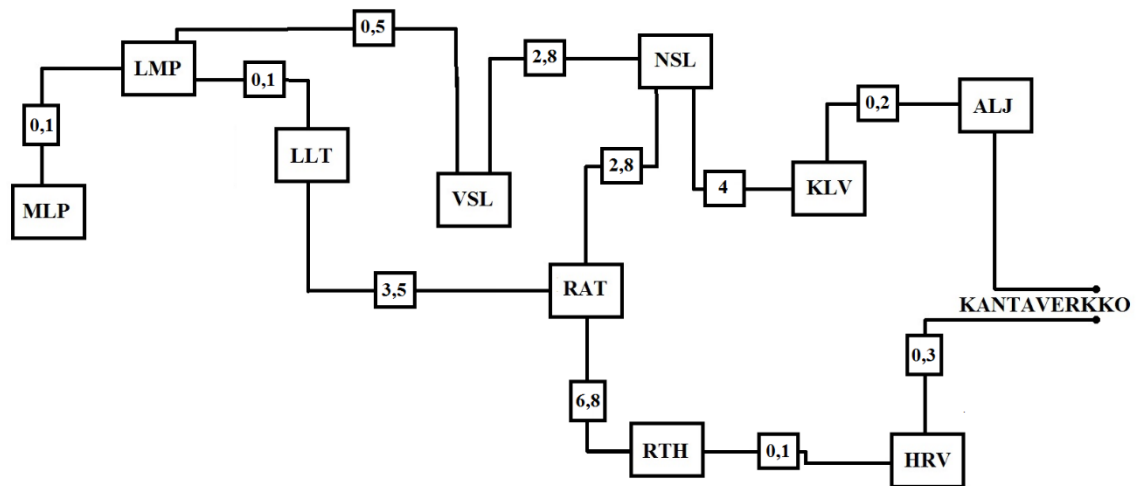
Verkon itäpäässä siirtyvien loistehojen määrät ovat tarkastelun mukaan vain 1–2 Mvar:n luokkaa. Keskeiset loistehon siirron solmukohdat löytyvät verkolta Ratinan ja Naistenlahden sähköasemilta. Ne ovat teknisesti hyviä paikkoja mietittäessä loistehon kompensointiyksiköiden sijoituspaikkoja. Naistenlahteen tulee tarkastelussa 9,4 Mvar loistehoa, mutta sieltä lähtee Kalevaan päin vain 4,8 Mvar. Selitys tähän asiaan on se, että Naistenlahden voimalaitoksen generaattori 2 on ollut kyseisenä ajankohtana toiminnassa ja ottanut verkosta pois 4,3 Mvar loistehoa, kuten jo aikaisemmin todettiin. Siis jos generaattori olisi ollut poissa käytöstä, olisi Naistenlahdesta Kalevaan päin lähtenyt arviolta 9,1 Mvar loistehoa ja kokonaisuutena kantaverkkoon olisi syötetty Alasjärveltä noin 14,4 Mvar. Tämä ei pidä täysin paikkaansa, koska osa Naistenlahteen tulevasta loistehosta olisi käännytynyt kiertämään kantaverkkoon toista reittiä Ratina-Rautaharkko-Hervanta pitkin, mutta kokonaisuutena kantaverkkoon olisi syötetty loistehoa 24,8 Mvar. Tämä arvo ylittää Fingridin loistehon antorajan 15,4 Mvar:illa.

Seuraavaksi verrataan edellä käsiteltyä vuoden 2014 tilannetta vuoden 2013 suurimman loistehon ylitystunnin tilanteeseen. Huomioitavana erona vuosien 2014 ja 2013 välillä on se, että vuonna 2013 Naistenlahden generaattori 2 ei ole ollut toiminnassa.



**Kuva 15.** Loistehon siirto Tampereen Sähköverkko Oy:n kaupunkialueen sähköasemien ja kantaverkon välillä suurimman loistehon ylitystunnin aikana vuonna 2013. Nuolet kertovat kuinka kapasitiivinen loisteho on siirtynyt sähköasemien välillä. Lukuarvo nuolen vieressä tarkoittaa loistehon määrää Mvar:ssa.

Kun tarkastellaan kuvia 14 ja 15 huomataan, että loistehojen kulkusuunnat ovat samansuuntaiset. Loistehon määrissä on jonkin verran eroja. Osan näistä eroista selittää Naistenlahden toiminnassa ollut generaattori 2 vuonna 2014. Kokonaisuutena voidaan todeta suurimpien loistehojen syntyvän samoilla siirtoyhteyksillä. Hyviä esimerkkejä ovat välit Ratina-Rautaharkko, Naistenlahti-Kaleva ja Lielähti-Ratina. Kaikilla näillä yhteyksillä on käytössä 110 kV:n maakaapelia, jonka aikaisemmin huomattiin tuottavan merkittävästi loistehoa. Kuvassa 16 tarkastellaankin Tampereen Sähköverkko Oy:n 110 kV:n maakaapeleiden ja ilmajohtojen loistehon tuottoa kaupunkialueella eri sähköasemien välisillä yhteyksillä.



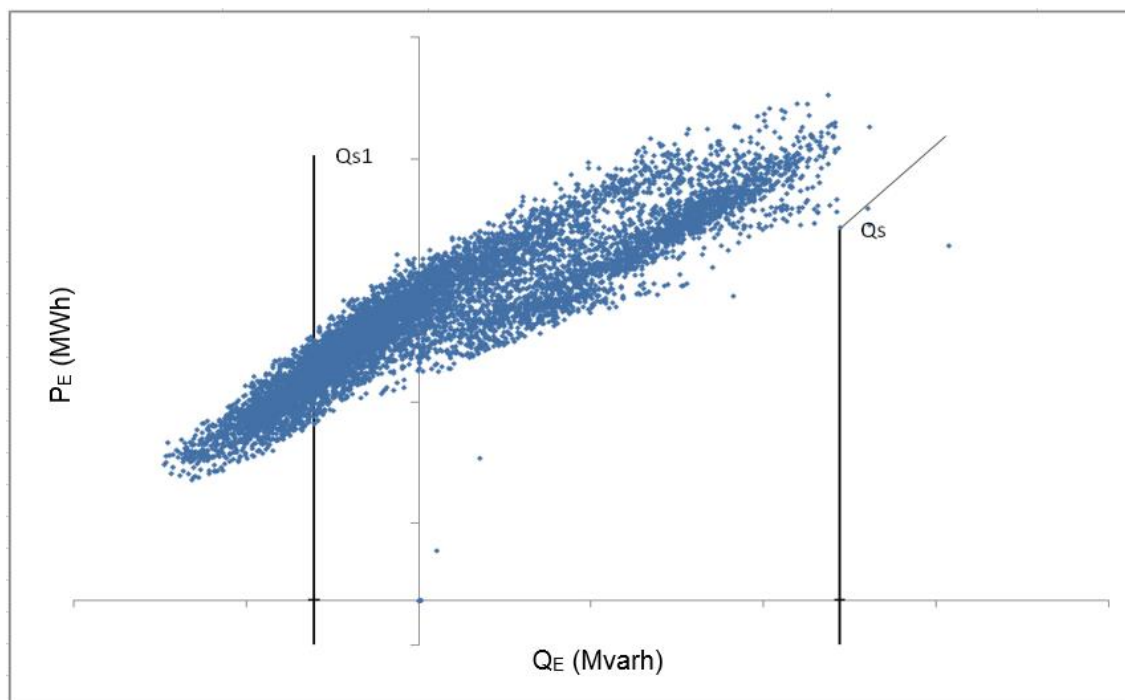
**Kuva 16.** Tampereen Sähköverkko Oy:n kaupunkialueen sähköverkon 110 kV:n siirtoyhteysien loistehon tuotto. Sähköasemien välisten siirtoyhteysien loistehon tuotto on kerrottu Mvar:ssa yhteyksille sijoitetuissa laatikoissa. [17]

Sähköasemien yhteysvälillä olevan laatikon lukuarvo kertoo koko välin tuottaman loistehon Mvar. Kaapeliyhteysien tarkastelu on tehty 30 % kuormitusasteella suurimmasta mahdollisesta kuormituksesta. Kun kaapelit ovat pienemmässä kuormassa, syntyy loistehoa vielä tätäkin enemmän. Myöhemmin mitoitusta käsittelevässä osiossa 4 otetaan huomioon myös tämä asia. Kuvasta on helppo havaita, että yhteydet Ratina-Rautaharkko, Naistenlahti-Ratina ja Lielähti-Ratina tuottavat jo keskenään verkkoon yli 14 Mvar loistehoa. Kokonaisuutena kaupunkialueen 110 kV:n verkko tuottaa keskimääräisessä kuormitustilanteessa hieman yli 21 Mvar loistehoa.

### 3.3.2 Multisillan liittymispiste

Toinen Tampereen Sähköverkko Oy:n kantaverkon liittymispiste sijaitsee sähköverkon eteläpäässä Multisillan alueella. Loistehon siirtojen tarkastelu joudutaan tekemään Multisillan osalta omanaan, koska kaupunkiverkon ja Multisillan välillä ei ole 110 kV:n yhteyttä. Kuvassa 17 on Multisillan loistehoikkunasta vuodelta 2014.





**Kuva 17.** Multisillan liittymispisteen loistehoikkuna vuonna 2014. Jokainen sininen piste tarkoittaa vuoden 2014 yksittäisen käyttötunnin loisenergian siirron keskiarvoa Multisillan liittymispisteessä.

Kuvasta 17 voimme havaita, että loistehon ottorajaa  $Q_S$  ei ole vuonna 2014 ylitetty kuin pari kertaa. Toisaalta taas huomataan, että loistehon antorajaa  $Q_{S1}$  kantaverkkoon päin on ylitetty todella monella käyttötunnilla niin, että yksittäisiä ylityksiä ei erota kuvasta, vaan ylityksistä muodostuu kokonainen siniseksi maalautunut alue. Taulukoissa 4 ja 5 tutkitaan loistehon ylitysten suuruuksia vuosina 2014 ja 2013.

**Taulukko 4.** Multisillan liittymispisteen suurimmat loistehon annon ylitykset vuonna 2014.

Aika	Q anto (Mvar)	Q raja (Mvar)	Q ylitys (Mvar)
6.7.2014 4:00	1,48	0,61	0,87
22.6.2014 5:00	1,47	0,61	0,86
6.7.2014 6:00	1,47	0,61	0,86
21.6.2014 6:00	1,45	0,61	0,84
19.7.2014 5:00	1,44	0,61	0,83
21.6.2014 5:00	1,43	0,61	0,82
6.7.2014 5:00	1,43	0,61	0,82
22.6.2014 6:00	1,41	0,61	0,80
21.6.2014 4:00	1,40	0,61	0,79
5.7.2014 4:00	1,40	0,61	0,79

Kuten kaupunkialueen kantaverkon liittymispisteessä, myös Multisillassa suurimmat loistehon antorajanylitykset tapahtuivat kesä- ja heinäkuussa. Suurimpien ylitysten kelloaika on myös yöllä kello neljän ja viiden paikkeilla, jolloin sähköverkon kuormitus on

pienimmillään. Erittäin merkittävää on havaita, että loistehon ylitykset eivät ole suurimpien ylitystuntien aikana korkeita, koska kaikki ylitykset jäävät alle yhden Mvar:n.

Taulukossa 5 on esitetty Multisillan liittymispisteen suurimmat loistehon antorajan ylitykset vuonna 2013.

**Taulukko 5.** Multisillan liittymispisteen suurimmat loistehon antorajan ylitykset vuonna 2013.

Aika	Q anto (Mvar)	Q raja (Mvar)	Q ylitys (Mvar)
4.8.2013 6:00	1,28	0,49	0,79
4.8.2013 5:00	1,25	0,49	0,76
28.7.2013 5:00	1,24	0,49	0,75
27.7.2013 5:00	1,22	0,49	0,73
28.7.2013 6:00	1,22	0,49	0,73
3.8.2013 5:00	1,22	0,49	0,73
4.8.2013 7:00	1,22	0,49	0,73
3.8.2013 6:00	1,17	0,49	0,68
21.7.2013 6:00	1,16	0,49	0,67
28.7.2013 4:00	1,16	0,49	0,67

Ajallisesti vuonna 2013 loistehon antorajan suurimmat ylitykset Multisillassa ovat sijoittuneet hieman eri ajankohtaan kuin vuonna 2014. Suurimmat ylitykset sijoittuvat nyt heinä-elokuulle yöaikaan. Isoa merkitystä huippujen siirtymisellä ei sinänsä ole, koska voidaan ajatella, että loistehon siirto kantaverkkoon on suurinta kesäaikaan.

Vuonna 2014 loistehon antoraja on ollut 0,61 Mvar, joka on 0,12 Mvar enemmän kuin vuonna 2013. Silti vuonna 2014 loistehon suurin ylitys on ollut 0,08 Mvar suurempi. Eli loistehon annon huippuarvo on vuodessa noussut 0,2 Mvar.

Vuonna 2015 Multisillan liittymäpisteessä Fingridin loistehon antoraja on 0,78 Mvar. Suurimmillaan tammi–syyskuun välisenä aikana tuo raja ylitettiin 0,91 Mvar:lla. Samaan tapaan kuin muinakin vuosina, suurin ylitys tapahtui yöaikaan kello 5–6. Vaikka kokonaisuudessa loistehon ylityksen määrä ei ole kovin iso, voidaan ajatella, että jos vuotuinen nousu pysyy 10–15 % tasolla, muodostuu siitä kuitenkin ajan mittaan ongelma.

Taulukossa 6 käydään läpi loistehon antorajan ylitysten lukumäärää ja loisenergian jakautumista suurimpien ylityskuukausien osalta vuosina 2013–2015.

**Taulukko 6.** Multisillan loistehon antorajan ylitysten kappalemäärät ja loisenergiat.

	2013	2014	2015 tammikuu- syyskuu
<b>Ylityksien kokonaismäärä (kpl)</b>	1532	1745	2049
Ylityksiä toukokuussa (kpl)	166	318	328
Ylityksiä kesäkuussa (kpl)	232	403	427
Ylityksiä heinäkuussa (kpl)	329	397	483
Ylityksiä elokuussa (kpl)	253	247	421
Ylityksiä syyskuussa (kpl)	206	75	305
<b>Loisenergian kokonaismäärä (Mvarh)</b>	287	447	598
Loisenergia toukokuussa (Mvarh)	26	72	70
Loisenergia kesäkuussa (Mvarh)	45	138	145
Loisenergia heinäkuussa (Mvarh)	78	120	167
Loisenergia elokuussa (Mvarh)	55	55	141
Loisenergia syyskuussa (Mvarh)	35	10	67

Kappalemääräisiä loistehon ylistunteja on Multisillassa paljon vuoden mittaan. Pääosin ne ajoittuvat vuodenaajoista kesään, jolloin ylityksiä on lähemmäs 60 % koko vuoden ylitysmäärästä. Kokonaisuutena voidaan arvioida, että kappalemääräisesti loistehon tuntikohtaiset ylitykset ovat lisääntymässä. Merkille on myös hyvä panna se asia, että todennäköisesti vuoden 2015 kaikkia loistehon ylitystunteja ei ole vielä tapahtunut tarkasteltavana olevan ajanjakson eli tammi-syyskuun aikana. Jo nyt voidaan kuitenkin nähdä se, että vuoteen 2014 nähden ylitystuntien määrä kasvaa voimakkaasti. Myös loistehon ylitysten kokonaisenergiamäärä näyttäisi kasvavan tarkastelujakson aikana. Erityisen suuria loisenergiat ovat olleet kaikkien nyt tarkasteltavana olevien vuosien osalta kesä- ja heinäkuussa.

### 3.3.3 Voimalaitosten loistehon säätö

Tampereen Sähköverkko Oy:n alueella sijaitsevat Naistenlahden ja Lielahden voimalaitokset. Kyseisten voimalaitosten generaattoreilla voi hyvin tuottaa tai kuluttaa loistehoa sähköverkosta. Ongelmaksi on kuitenkin muodostunut viime vuosina se, että generaattoreita ei ole kannattanut pyörittää kesäaikaan sähkön hinnasta johtuen. Näin ei myöskään voida kesäaikaan toteuttaa generaattoreilla ylimääräisen loistehon kuluttamista.

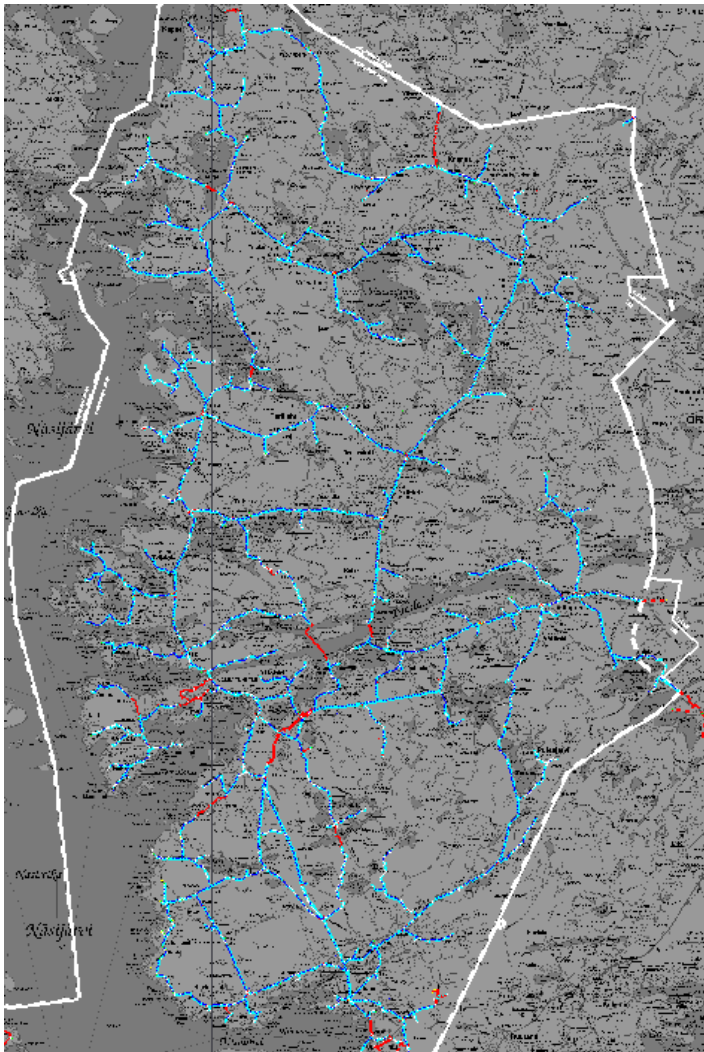
Kaapeloitaessa lisää 110 kV:n sähköverkkoa kaupunkialueella, tulee vääjäämättä eteen tilanne, jossa kaapeleiden tuottamaa loistehoa tarvitsee kuluttaa myös talviakaan. Tämän voisi ratkaista kokonaisuudessaan generaattoreilla. Toisaalta silloinkaan loistehon kuluttaminen generaattoreilla ei ole taloudellisinta, koska loistehon kuluttaminen on osaksi pois päätötehon tuotannosta. Kesäajoiksi ylimääräistä loistehoa kuluttamaan on tulevaisuudessa hankittava reaktori. Sitä voidaan käyttää myös kaikkina muinakin vuodenaikoina. Lähtökohtaisesti generaattoreita ei siis kannata käyttää loistehon kuluttamiseen.

muuta kuin niissä poikkeustapauksissa, joissa satunnaisesti loistehon kuluttamisen tarve on niin suuri, että reaktoria ei kannata taloudellisista syistä niihin mitoittaa.

### 3.4 Maaseutualueen verkko

Tampereen Sähköverkko Oy:llä on sähköverkkonsa pohjoispuolella maaseutumaista aluetta. Tätä Teiskon aluetta palvellaan käytännössä yhdeltä sähköasemalta. Teiskon sähköasema on liitetty kantaverkkoon omalla 110 kV:n yhteydellään Valkeajärven liittymispisteessä. Koska kyseinen liittymispiste kantaverkkoon on yksittäinen, Teiskolla on myös oma loistehoikkunansa.

Kuvassa 18 näkyy Teiskon 20 kV:n sähköverkko. Kuten kuvasta huomataan, verkko on laaja ja tällä hetkellä siitä on maakaapeloitu vasta pieni osa. Tulevaisuudessa siitä tullaan maakaapeloimaan vaiheittain ainakin runkoyhteys, mutta todennäköisesti myös paljon muuta.



**Kuva 18.** Teiskon 20 kV:n sähköverkko

Tätä diplomityötä tehdessä käyttöön otettiin myös Nurmin sähköasema. Nurmin sähköasema sijaitsee Teiskon ja Tampereen kaupunkialueen välissä ja se tulee palvelemaan myös suurilta osin maaseutumaista aluetta, koska osa Teiskon sähköaseman 20 kV:n lähdöistä tullaan siirtämään Nurmin sähköaseman taakse.

### 3.4.1 Valkeajärven liittymispiste

Valkeajärven liittymispiste toimii Tampereen Sähköverkko Oy:n maaseutualueen kantaverkon liittymispisteenä. Liittymispisteessä siirtyvät loistehot eivät ole kovin suuria, mutta kuten muissakin Tampereen Sähköverkon liittymispisteissä, myös Valkeajärvellä tapahtuu loistehon antorajan ylityksiä. Tarkastellaan seuraavaksi Valkeajärven liittymispisteessä tapahtuvia suurimpia loistehon antorajan ylityksiä vuosina 2013 ja 2015. Vuonna 2014 Fingridin loistehon raportointipalvelussa on ollut vikaa, joten kyseisen vuoden loistehoja ei tässä kohtaa pysty hyödyntämään. Taulukossa 7 on koottu Valkeajärven loistehon antorajan suurimmat ylitykset vuonna 2013.

**Taulukko 7.** Valkeajärven liittymispisteen suurimmat loistehon annon ylitykset vuonna 2013.

Aika	Q anto (Mvar)	Q raja (Mvar)	Q ylitys (Mvar)
28.5.2013 4:00	0,55	0,37	0,18
22.5.2013 4:00	0,54	0,37	0,17
30.5.2013 5:00	0,54	0,37	0,17
24.5.2013 4:00	0,53	0,37	0,16
28.5.2013 3:00	0,53	0,37	0,16
28.5.2013 5:00	0,53	0,37	0,16
11.5.2013 5:00	0,53	0,37	0,16
10.5.2013 5:00	0,52	0,37	0,15
10.6.2013 4:00	0,52	0,37	0,15
30.5.2013 4:00	0,52	0,37	0,15

Vuonna 2013 loistehon antorajanylitykset ovat olleet suurimmillaankin varsin pieniä. Suurin ylitys 28.5.2013 on ollut 0,18 Mvar. Yleisesti loistehon suurimmat ylitykset ovat olleet luokkaa 0,15–0,16 Mvar. Taulukossa 8 tarkastellaan vuoden 2015 tammi-kuun–syyskuun välisenä aikana tapahtuneita suurimpia loistehon ylitystunteja Valkeajärvellä.

**Taulukko 8.** Valkeajärven liittymispisteen suurimmat loistehon annon ylitykset 2015 tammi-  
mikuu-syyskuu.

Aika	Q anto (Mvar)	Q raja (Mvar)	Q ylitys (Mvar)
9.7.2015 4:00	0,71	0,37	0,34
9.7.2015 3:00	0,68	0,37	0,31
8.7.2015 5:00	0,66	0,37	0,29
8.7.2015 4:00	0,65	0,37	0,28
9.7.2015 5:00	0,65	0,37	0,28
5.7.2015 4:00	0,64	0,37	0,27
7.7.2015 4:00	0,64	0,37	0,27
6.7.2015 4:00	0,64	0,37	0,27
22.7.2015 4:00	0,63	0,37	0,26
8.7.2015 3:00	0,63	0,37	0,26

Vuoteen 2013 nähden vuoden 2015 suurimmat loistehon ylitykset ovat melkein kaksinkertaisia, joten loistehon ylitykset ovat suuruudeltaan kasvaneet voimakkaasti. Huomioitavaa kuitenkin on se, että vaikka ylitykset ovat kaksinkertaistuneet, ovat ne silti arvoltaan pieniä. Hyvänä asiana voidaan kustannustarkastelun kannalta pitää sitä, että kuitenkin vuonna 2015 ei ole ylitetty vielä loistehon antorajaa kaksinkertaisesti kertaakaan. Jos näin olisi ollut, olisi loistehomaksu määräytynyt kuukauden suurimman ylityksen mukaan. Tähän liittyviä kustannuksia tarkastellaan kappaleessa 3.5.3 Valkeajärven osalta vielä tarkemmin.

Taulukossa 9 käydään läpi loistehon antorajan ylitysten lukumääriä sekä loisenergian jakautumista suurimpien ylityskuukausien osalta Valkeajärjen liittymispisteessä vuosina 2013–2015.

**Taulukko 9.** Valkeajärven loistehon antorajan ylitysten kappalemäärät ja loisenergiat.

	2013	2014	2015 tammikuu- syyskuu
<b>Ylityksien kokonaismäärä (kpl)</b>	397	559	1484
Ylityksiä toukokuussa (kpl)	75	94	181
Ylityksiä kesäkuussa (kpl)	128	133	298
Ylityksiä heinäkuussa (kpl)	121	161	481
Ylityksiä elokuussa (kpl)	39	94	392
Ylityksiä syyskuussa (kpl)	20	54	99
<b>Loisenergian kokonaismäärä (Mvarh)</b>	28	40	119
Loisenergia toukokuussa (Mvarh)	6	8	10
Loisenergia kesäkuussa (Mvarh)	10	11	21
Loisenergia heinäkuussa (Mvarh)	9	14	46
Loisenergia elokuussa (Mvarh)	2	5	36
Loisenergia syyskuussa (Mvarh)	0,3	2	5

Taulukossa 9 vuosien 2013 ja 2015 tulokset on saatu Fingridin raportointijärjestelmästä, kun taas vuoden 2014 arvot on saatu Tampereen Sähköverkko Oy:n raportointijärjestelmästä. Vuoden 2014 arvoja ei voitu ottaa Fingridin järjestelmästä ohjelmassa olleen laskentavirheen takia. Tämä aiheuttaa sen, että kyseiset vuodet eivät ole täysin vertailukelpoisia, koska vuoden 2014 mittaustuloksista puuttui myös Tampereen Sähköverkko Oy:n järjestelmässä useita tunti-arvoja loistehon siirron osalta. Todellisuudessa vuonna 2014 oli todennäköisesti vielä enemmän ylitystunteja ja loisenergiaa, kuin taulukossa 9 on esitetty.

Kuten muissakin Tampereen Sähköverkko Oy:n kantaverkon liittymispisteissä, myös Valkeajärvellä suurimmat loistehon ylitystuntien määrät painottuvat kesä-, heinä- ja elokuulle. Ylitystuntien määrä näyttäisi kasvavan vuosittain erittäin voimakkaasti, mikä näkyy myös loistehon kokonaisenergian voimakkaassa kasvussa. Yhtenä selittävänä tekijänä kasvuun voidaan pitää alueella käynnissä olevaa 20 kV:n kaapelointia, joka varmasti lisää loistehon ylityksiä vielä tulevaisuudessakin. Vaikka ylityksiä on paljon, ylitysten tasot eivät ole suuria ja näin niistä ei kerry verkkoyhtiölle suuria kustannuksia. Syntyviä kustannuksia tarkastellaan vielä tarkemmin kappaleessa 3.5.3.

### 3.4.2 Nurmin sähköasema

Tampereen Sähköverkko Oy:n uusiin sähköasema Nurmi otettiin käyttöön samoihin aikoihin kuin tätä työtä kirjoitettiin. Nurmin sähköasema liittyy Fingridin 110 kV:n verkkoon Kangasalan liittymispisteen kautta. Tämä tarkoittaa, että Nurmin loistehon siirtojen mittausta tulee mukaan kaupunkialueen tarkasteluun. Nurmin sähköaseman tarkkaan vaikutusta Kangasalan liittymispisteen loistehon anto- tai ottorajaa ei voida vielä sanoa,



koska se määräytyy tulevan pätötehonkulutuksen mukaan. Lähtökohtaisesti voidaan arvioida, että vaikutus rajoihin ei ole kovin merkittävä, koska Nurmin sähköaseman pätötehon kulutus ei tule olemaan ainakaan lähivuosina kovin suuri.

Nurmin sähköasemalta on suunniteltu 110 kV:n maakaapeliyhteyttä Naistenlahden sähköasemalle. Suunnitelman toteutuessa Nurmin sähköaseman kautta siirtyisi tulevaisuudessa osa Tampereen keskustan alueen tarvitsemasta sähköenergiasta.

Nurmin sähköasemaan liittyy myös Tammervoima Oy:n jätteenpolttolaitoksen generaattori. Generaattori on nimellisteholtaan 10 MVA, joten loistehon tuotto ja kulutus sen avulla on mahdollista, mutta melko rajallista. Voidaankin ajatella, että vaikka Nurmin sähköasemalta rakennettaisiin yhteys Naistenlahden sähköasemalle, ei Tammervoima Oy:n voimalaitoksen loistehon säädöllä saataisi paljoakaan muutosta kaupunkiverkon loisteho-ongelmiin. Jätteenpolttolaitoksen generaattorin loistehon säätö riittää lähinnä maaseutualueen loistehon säätöä varten.

### 3.5 Loistehon nykytilanne

Edellä huomasimme, että kapasitiivisen loistehon antorajan ylityksiä kantaverkkoon tapahtuu varsinkin kesäaikaan kaupunkialueen ja maaseutualueen sähköverkoissa. Seuraavaksi tarkastellaan millaisia kustannuksia Tampereen Sähköverkko Oy:lle olisi tullut loistehon tuottamisen ylityksistä, jos maksuja olisi peritty liittymispistekohtaisesti. Ensin tarkastellaan kaupunkialueen ylitysten kustannuksia Kangasalan ja Multisillan liittymispisteissä ja tämän jälkeen seuraavassa kappaleessa maaseutualueen kustannuksia Valkeajärven liittymispisteessä. Tarkastelu tehdään Fingridin nykyisen sopimuksen ja vuoden 2016 alusta voimaan astuvan uuden sopimuksen välillä. Tarkoituksena on antaa kokonaiskuva siitä, mitä eroavaisuuksia näiden kahden sopimuksen välillä on Tampereen Sähköverkko Oy:n osalta.

#### 3.5.1 Kaupunkialueen verkko

Seuraavaan taulukkoon 10 on koottu kapasitiivisen loistehon ylitysten loistehomaksut ja loisenergiamaksut vuosilta 2013–2014 voimassa olevan sopimuksen mukaan Kangasalan liittymispisteessä. Loistehomaksu on 3000 €/Mvar ja loisenergiamaksu 10 €/Mvarh.

**Taulukko 10.** Loistehon ylityksistä aiheutuvat kustannukset vanhalla sopimuksella Kangasalan liittymispisteessä vuosina 2013–2014.

	Loistehon tehomaksu (€)	Loistehon energiamaksu (€)	Maksut yhteensä (€)
<b>2013</b>	97446	6810	104256
<b>2014</b>	89370	9130	98500



Taulukosta 10 voidaan havaita, että loistehomaksut ovat huomattavasti suuremmat kuin loisenergiamaksut. Koska loistehomaksu määräytyy kuukauden suurimman ylityksen mukaan, voidaan havaita, että ylitykset ovat olleet suuruudeltaan huomattavia, mutta lyhytkestoisia, kuten kappaleessa 3.1.1 totesimme. Kokonaisuutena Kangasalan liittymispisteen loistehon ylityksistä olisi vanhan sopimuksen mukaan muodostunut vuosien 2013–2014 aikana noin 100 000 euron laskut vuosittain. Voimme todeta, että kyseessä on merkittävän kokoinen summa. Mutta, koska Fingrid on keskittynyt tarkastelemaan loistehonsiirtoja isompana kokonaisuutena, eikä se ole ainakaan vielä kyseisinä vuosina ollut kovinkaan tarkka kantaverkon liittymispistekohtaisista loistehon ylityksistä, on Tampereen Sähköverkko Oy välttynyt maksuilta.

Uuden voimaan astuvan kantaverkkosopimuksen mukaan kuukauden 30 suurinta loistehon ylitystuntia ei laskuteta, jos loistehon ylitys ei ole ollut sallittuun nähden kaksinkertainen. Toinen merkittävä asia on se, että loistehomaksu kapasitiivisen loistehon osalta on laskenut kolmasosaan eli se on uuden sopimuksen mukaisesti 1000 €/Mvar. Loistehon energiamaksu on niin ikään puolittunut, ollen uuden sopimuksen mukaisesti 5 €/Mvarh. Tämä muuttaa loistehon ylitysten osalta Tampereen Sähköverkko Oy:lle tulevia kustannuksia merkittävästi. Seuraavan taulukkoon on laskettu uuden sopimuksen mukaisilla hinnoilla loistehon ylitysten kustannukset vuosina 2013 ja 2014 sekä vuodelta 2015 tammi- ja syyskuun välinen ajanjakso.

**Taulukko 11.** Loistehon ylitysten aiheuttamat kustannukset uuden sopimuksen mukaan eri vuosina Kangasalan liittymispisteessä.

	Loistehon tehomaksu (€)	Loistehon energiamaksu (€)	Maksut yhteensä (€)
<b>2013</b>	15095	3574	18669
<b>2014</b>	14797	4716	19513
<b>2015 tammikuu- syyskuu</b>	35620	5058	40678

Loistehon antorajan ylitysten kustannukset nousivat merkittävästi etenkin vuoden 2015 tarkastelujakson aikana. Huomattavaa on se, että vuodelta 2015 puuttuu vielä loka-, marras- ja joulukuun mahdolliset ylityskustannukset. Merkittävänä syynä kustannustason nousuun on kuukausikohtaisten loistehon suurimpien ylitysarvojen kasvu. Vaikka yksittäinen vuoden suurin loistehon ylitysarvo ei ole kasvanut, ovat kuukausikohtaiset ylitysarvot keskimäärin nousseet. Vuonna 2015 merkittävämpänä kustannuksiin vaikuttavana tekijänä ovat olleet kolmen erillisen kuukauden aikana tapahtuneet kaksinkertaiset loistehorajan ylitykset, kun vuonna 2014 kyseisiä loistehon ylityksiä oli vain yksi. Muutos on sinänsä merkittävä, koska yli kaksinkertaisissa loistehorajan ylityksissä lasketaan kuukausikohtainen loistehomaksu suoraan suurimmasta loistehon ylityksestä, eikä kolmenkymmenen suurimman ylitystunnin huomiotta jättämisen sääntö kustannuksien kertymisen kannalta ole voimassa.

Koska vuoden 2015 tammikuun–syyskuun loistehon arvot on otettu eri järjestelmästä kuin vuosien 2013 ja 2014 arvot, johtuen Fingridin järjestelmän laskentavirheestä, on syytä tarkistaa vielä vuoden 2015 lopussa kantaverkkoyhtiön raportti vuoden 2015 käyttötunneista ja verrata sitä tässä laskennassa saatuihin arvoihin, ennen kuin asian johdosta lähdetään tekemään suurempia investointeja sähköverkkoon.

Tarkasteltaessa vanhan ja uuden sopimuksen kustannuseroja loistehon ylityksistä, havaittavissa on Tampereen Sähköverkko Oy:n tapauksessa, että uudella sopimuksella kustannus on vain noin viidesosan luokkaa edelliseen sopimukseen verrattuna. Erityisen ratkaisevaksi muodostuu loistehomaksun pieneneminen. Tämä johtuu kahdesta seikasta eli siitä, että kuukauden 30 suurinta loistehon ylitystä ei huomioida, jos ne eivät ole rajaan nähden kaksinkertaisia, sekä siitä, että loistehon tehomaksun Mvar:n hinta on laskenut 2000 euroa.

Taulukkoon 12 on koottu vuoden 2014 kesäkuun loistehon suurimmat ylitystunnit, jotka olisivat ensimmäisten sellaisten tuntien joukossa, jotka muodostaisivat kustannuksia verkkoyhtiölle, jos 30 suurimman loistehon ylitystunnin poisjättämisen sääntöä voisi käyttää. Mutta, koska kesäkuussa tapahtui kaksinkertaisia loistehorajan ylityksiä, tulee kustannuksiin laskea mukaan myös kaksinkertaisen loistehorajaylityksen käsittävät tunnit. Ero on selvä, kun verrataan taulukoita 1 ja 12, joista voidaan havaita, että loistehomaksun määräävä loisteho on tippunut 10,44 Mvar:sta 5,76 Mvar:iin.

**Taulukko 12.** Loistehon suurimmat laskutustunnit kesäkuussa 2014 uudella sopimuksella, jos 30 suurimman ylitystunnin poisjättämisen sääntöä voisi käyttää.

Aika	Q anto (Mvar)	Q raja (Mvar)	Q ylitys (Mvar)
27.6.2014 4:00	15,19	9,43	5,76
14.6.2014 5:00	15,07	9,43	5,64
16.6.2014 4:00	15,06	9,43	5,63
20.6.2014 21:00	14,87	9,43	5,44
1.6.2014 5:00	14,78	9,43	5,35
29.6.2014 7:00	14,76	9,43	5,33
21.6.2014 9:00	14,63	9,43	5,20
20.6.2014 3:00	14,30	9,43	4,87
8.6.2014 3:00	14,12	9,43	4,69
14.6.2014 4:00	14,03	9,43	4,60

Taulukon 12 käyttötunnit ovat tärkeitä, kun lähdetään mitoittamaan reaktoria sähköverkolle, koska, kun suurimmat ja harvinaisimmat ylitystunnit jätetään pois, voidaan hankkia merkittävästi pienempitehosempi reaktori. Eli reaktoria ei kannata mitoittaa suurimpien ylitysten mukaan, koska pienempitehosemmankin reaktorin teho laskee tavanomaiset suurimmat ylitykset niin, että ne eivät ole enää kaksinkertaisia loistehorajaan nähden ja näin ne voidaan jättää pois loistehon ylitysten kustannuslaskennasta.

Taulukkoon 13 on laskettu loistehon kapasitiivisten ylitysten aiheuttamat kustannukset vuosilta 2013–2015 uuden sopimuksen mukaan. Laskennassa on huomioitu, että kuukauden suurimmat loistehon kolmekymmentä ylitystuntia jätetään laskuista pois loistehomaksun ja loisenergiamaksun osalta, vaikkakin ne todellisuudessa taulukon 11 mukaisesti kuuluisi huomioida. Tarkoituksena tässä tarkastelussa onkin havainnollistaa kuinka paljon maksut putoaisivat, jos koko vuoden mittaan ei tapahtuisi yhtään kaksinkertaista loistehorajan ylitystä. Tosiasia uuden sopimuksen mukaan on se, että jos kuukaudessa on alle 30 loistehorajan ylitystuntia, ei kustannuksia kyseiseltä kuukaudesta muodostu ollenkaan.

**Taulukko 13.** Loistehon ylitysten aiheuttamat kustannukset uudella sopimuksella Kangasalan liittymispisteessä ilman kaksinkertaisia loistehorajan ylityksiä.

	Loistehon tehomaksu (€)	Loistehon energiamaksu (€)	Maksut yhteensä (€)
<b>2013</b>	7052	3405	10457
<b>2014</b>	10001	4565	14566
<b>2015 tammikuu- syyskuu</b>	20640	4974	25614

Parhaiten ero taulukoiden 11 ja 13 välisissä tilanteissa näkyy vuonna 2015, jolloin loistehon rajan kaksinkertaisia kuukausikohtaisia ylityksiä on ollut syyskuun loppuun mennessä kolme kappaletta. Jos kaksinkertaisia loistehorajan ylityksiä ei olisi sattunut, olisi loistehomaksu ollut 40 678 euron sijaan 25 614 euroa. Onkin erittäin tärkeää huolehtia uuden kantaverkkosopimuksen voimaan astumisen jälkeen siitä, että kunkin liittymispisteen loistehorajaa ei ylitettä kaksinkertaisesti.

### 3.5.2 Multisillan verkko

Taulukossa 14 on tarkasteltu Multisillan kantaverkon liittymispisteen loistehomaksuja vuosilta 2013–2014. Laskennassa on mukana vain loistehon antorajan ylitysten aiheuttamat kustannukset vanhan sopimuksen hinnoittelulla.

**Taulukko 14.** Loistehon antorajojen ylitysten aiheuttamat kustannukset vanhalla sopimuksella Multisillan liittymispisteessä.

	Loistehon tehomaksu (€)	Loistehon energiamaksu (€)	Maksut yhteensä (€)
<b>2013</b>	9480	2870	12350
<b>2014</b>	11280	4470	15750

Koska Multisillan liittymispiste palvelee paljon pienempää sähköverkkoa kuin Kangasalan liittymispiste, ovat pätötehonkin siirtomäärät huomattavasti pienempiä kuin kanta-kaupungissa. Kun pätötehon siirtomäärät ovat pieniä, myös loistehon siirtomäärät jäävät

pienemmiksi. Vaikka Multisillassa loistehon antorajan ylitysten ylitystuntien lukumäärä on suuri, eivät ylitykset ole suuria tasoltaan. Loistehomaksun ja energian kokonaiskustannus pysyy vuodessa kohtuullisella tasolla myös noudattamalla vanhaa eli loistehon hinnoittelun kannalta kalliimpaa kantaverkkosopimusta.

Taulukkoon 15 on koottu samaan tapaan kuin kaupunkiverkkoa tarkasteltaessa vuosien 2013 ja 2014 sekä vuoden 2015 tammikuu–syyskuu kapasitiivisen loistehon ylitysten kokonaiskustannus uudelle sopimuksella Multisillan osalta.

**Taulukko 15.** Loistehon antorajojen ylitysten aiheuttamat kustannukset uudella sopimuksella Multisillan liittymispisteessä.

	Loistehon tehomaksu (€)	Loistehon energiamaksu (€)	Maksut yhteensä (€)
<b>2013</b>	2970	1594	4564
<b>2014</b>	3390	2596	5986
<b>2015 tammikuu- syyskuu</b>	3540	2575	6115

Kapasitiivisen loistehon ylitysmaksut näyttävät olevan myös Multisillassa vuosittain nousussa. Etenkin kun on huomioitava, että vuoden 2015 kaikki kustannukset eivät tarkasteluajankohdasta johtuen ole vielä mukana. Kokonaisuutena Multisillan loistehon antorajan ylitykset jäävät uuden sopimuksen mukaan vähäisiksi.

### 3.5.3 Maaseutualueen verkko

Tässä luvussa tarkastellaan loistehon antorajan ylitysten aiheuttamia kustannuksia Tampereen Sähköverkko Oy:n maaseutualueen Valkeajärven liittymispisteessä vuosina 2013 ja 2014 sekä vuoden 2015 osalta tammikuusta syyskuuhun. Seuraavaan taulukkoon 16 on koottu kustannukset kyseisiltä ajanjaksoilta vanhan sopimuksen hinnoittelun mukaisesti.

**Taulukko 16.** Loistehon antorajojen ylitysten aiheuttamat kustannukset vanhalla sopimuksella Valkeajärven liittymispisteessä.

	Loistehon tehomaksu (€)	Loistehon energiamaksu (€)	Maksut yhteensä (€)
<b>2013</b>	1863	280	2143
<b>2014</b>	2940	400	3340
<b>2015 tammikuu- syyskuu</b>	3825	1190	5015

Samaan tapaan kuin Multisillankin liittymispisteessä, myös Valkeajärven liittymispisteen osalta loistehon antorajan ylityksiä on määrällisesti paljon, mutta ylitykset ovat tasoltaan vielä Multisiltaakin matalammat. Tämä tarkoittaa sitä, että loistehon ylitysten aiheuttama vuosikustannus jää alhaiseksi. Kuitenkin, kuten taulukosta 9 jo aikaisemmin havaittiin, ovat loistehorajan ylitykset lisääntyneet myös jokaisena tarkasteltavana ajanjaksona Valkeajärven liittymispisteessä, mikä näkyy myös kustannusten nousuna.

Valkeajärvellä ei ollut vielä vuonna 2015 tammi- ja syyskuun välisenä aikana yhtään kaksinkertaista loistehorajan ylitystä, kuten taulukosta 8 havaitsimme. Tästä johtuen myös loistehomaksuja määriteltäessä kuukausittain ei tarvitse huomioida 30 suurinta ylitystuntia. Taulukossa 17 on vuoden 2015 heinäkuun ensimmäiset maksulliset ylitystunnit.

**Taulukko 17.** *Valkeajärven liittymispisteen ensimmäiset maksulliset loistehon ylitystunnit heinäkuussa 2015.*

Aika	Q anto (Mvar)	Q raja (Mvar)	Q ylitys (Mvar)
13.7.2015 5:00	0,61	0,37	0,24
14.7.2015 4:00	0,61	0,37	0,24
19.7.2015 6:00	0,61	0,37	0,24
5.7.2015 3:00	0,61	0,37	0,24
22.7.2015 5:00	0,61	0,37	0,24
5.7.2015 5:00	0,61	0,37	0,24
7.7.2015 3:00	0,60	0,37	0,23
3.7.2015 3:00	0,60	0,37	0,23
3.7.2015 5:00	0,60	0,37	0,23
31.7.2015 5:00	0,60	0,37	0,23

Taulukoita 8 ja 17 vertaamalla voidaan todeta, että loistehomaksun määräävä ylitysarvo tippuu 0,1 Mvar suurimmasta heinäkuun ylityksen arvosta, mikä tarkoittaa rahassa noin 100 euroa. Säästö ei tässä tapauksessa ole kovin suuri, mutta jos sitä verrataan seuraavan taulukon 18 vuosikustannuksiin, on se prosentuaalisesti merkittävä.

Taulukkoon 18 on koottu vuosien 2013 ja 2014 sekä vuoden 2015 tammi- ja syyskuun välisen ajanjakson osalta loistehon antorajan ylitysten aiheuttamat kustannukset uuden voimaan tulevan sopimuksen hinnoittelulla.

**Taulukko 18.** Loistehon antorajojen ylitysten aiheuttamat kustannukset uudella sopimuksella Multisillan liittymispisteessä.

	Loistehon tehomaksu (€)	Loistehon energiamaksu (€)	Maksut yhteensä (€)
<b>2013</b>	334	140	474
<b>2014</b>	480	104	584
<b>2015 tammikuu- syyskuu</b>	789	458	1247

Uuden sopimuksen mukaisella hinnoittelulla Valkeajärven liittymispisteessä syntyvät loistehon antorajan ylitysten aiheuttamat kokonaiskustannukset ovat varsin kohtuulliset. Vuosikustannus on tällä hetkellä sen verran pieni, että se ei anna aiheutta kiireellisiin investointeihin esimerkiksi reaktorin hankinnan muodossa. Mutta, kuten jo aikaisemmin todettiin, näyttäsi siltä, että loistehon ylitysrajojen rikkominen on voimakkaassa kasvussa myös Valkeajärvellä ja lähivuosina kyseisenlainen investointi saattaa tulla ajankohtaiseksi. Varsinkin, kun maakaapelointia on tarkoitus verkon alueella lisätä. Kaapeloinnin aiheuttamaa loistehomaksujen nousua tarkastellaan vielä tässä työssä myöhemmin kappaleessa 3.7.3 Valkeajärven liittymispisteen osalta.

### 3.6 Sähköverkon tulevat muutokset

Sähköverkkoa tarvitsee käsitellä yhtenä kokonaisuutena, eli muutos jossakin verkon osassa vaikuttaa kokonaisuuden toimintaan. Lisäksi verkolle hankittavien komponenttien hinnat ovat korkeita ja pitoajat pitkiä. Nämä asiat johtavat vääjäämättä siihen, että tulevaisuuden sähköverkon muutoksista on oltava mahdollisimman hyvä kuva, jotta pystytään tekemään järkeviä teknistaloudellisia hankintoja pitkällä aikavälillä.

#### 3.6.1 Lisättävät kaapeliyhteydet

Maakaapeleilla on suuri vaikutus loistehon tuottamiseen, kuten edellä osiossa 2.2.3 todettiin. Seuraavaksi on tarkoitus käydä läpi Tampereen Sähköverkko Oy:n tulevaisuudessa mahdollisesti toteutuvien maakaapeliyhteyksien loistehon tuottoa 110 kV:n tasolla sekä myös kartoittaa 20 kV:n maakaapeliyhteyksien kokonaismäärään tapahtuvat lisäykset. Taulukossa 19 on koottu tulevaisuudessa mahdollisesti toteutuvat 110 kV:n maakaapeliläisyydet ja -muutokset.

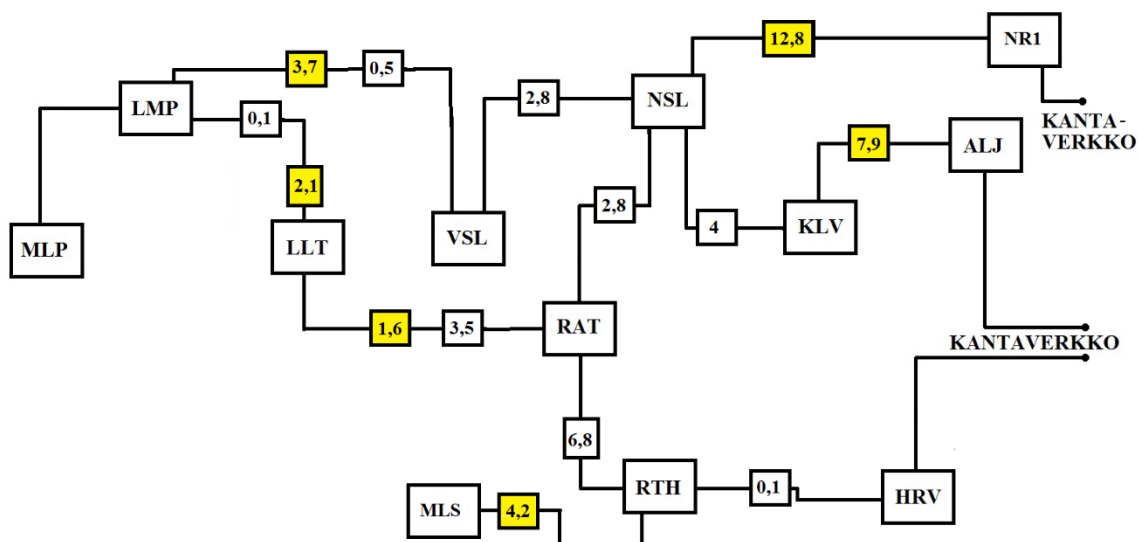
**Taulukko 19.** 110 kV:n verkkoon lisättävät maakaapeliyhteydet.

Sijointus	Kaapelityyppi	Laskennallinen kuormitusvirta (A)	Pituus (km)	Loisteho (kvar/km)	Tuotettu loisteho yhteensä (Mvar)
Lamminpää-Santalahti	AHXL1200	216	3,4	1102,2	3,75
Lielähti-Santalahti	AHXL1200	216	3,4	1102,2	3,75
Nurmi-Naistenlahti	AHXL1200	216	5	1102,2	12,68
	AHXL1200		6,5		
Kaleva-Alasjärvi	2xAHXL800	186	4	1953,2	7,81
Multisilta-Rautaharkko	AHXL1200	216	3,8	1102,2	4,19
<b>Yhteensä</b>			<b>26,1</b>		<b>32,17</b>

Lamminpää–Santalahti osuus kuuluu sähköasemien Lamminpää ja Vesilinna väliseen yhteyteen. Santalahden ja Vesilinnan välinen osuus on jo maakaapeloitu. Suunnitellun Lamminpää–Santalahti kaapeloinninkin jälkeen vielä osa kyseisestä yhteydestä jää ilma-johdoksi Tampereen Rantatien kohdalla. Sama menettely koskee myös Ratina–Lielähti välistä yhteyttä. Osa tästäkin sähköasemien välisestä yhteydestä on jo maakaapeloitu ja tarkoitus olisi maakaapeloida yhteydestä vielä noin 3,4 km välillä Lielähti–Santalahti. Myös Nurmin sähköaseman ja Naistenlahden sähköaseman välille olisi tarkoitus asentaa täysin uusi maakaapeli. Tämä kaapeli kulkisi osaksi maakaapelina Nurmin läheisyydessä ja osaksi merikaapelina Näsijärven. Yhteyden pituus olisi noin 11,5 km. Yhteyden kokonaisloistehotuotto keskimääräisellä Tampereen Sähköverkko Oy:n kuormituksella olisi 12,68 Mvar, joka on todella iso yksittäinen loistehon tuoton lisäys.

Edellä mainittujen kaapelointien lisäksi Tampereen Sähköverkko Oy:llä on ollut suunnitelmissa korvata Kalevan ja Alasjärven välinen ilmajohtoyhteys maakaapelilla. Tästä neljän kilometrin yhteydestä loistehoa kertyisi lisää noin 7,81 Mvar, koska yhteydessä tarvittaisiin kaksi kaapelia. Toisena lisättävänä täysin uutena kaapeliyhteytenä voisi tulevaisuudessa olla mahdollisuus yhdistää Multisillan oma liittymispiste kantakaupungin 110 kV:n verkkoon. Tämä toteutettaisiin kaapelilla Multisillasta Rautaharkon sähköasemalle. Tällöin Multisillasta tulisi osa kaupunkialueen yhtenäistä verkkoa ja erillinen Multisillan loistehon tarkastelupiste poistuisi. Siis Kangasalan ja Multisillan loistehorajoista muodostuisi yksi kokonaisuus.

Kuvassa 19 on tulevaisuuden Tampereen Sähköverkko Oy:n sähköasemien väliset yhteydet, jos kaikki esillä olleet 110 kV:n maakaapelihankkeet toteutuisivat.



**Kuva 19.** Tampereen Sähköverkko Oy:n kaupunkialueen tulevaisuuden sähköverkko suunnitelluilla 110 kV:n kaapeliyhteyksillä. Kuvaan on neliön sisään merkattu loistehon tuotto kyseisellä yhteydellä Mvar:ssa. Suunniteltujen mutta vielä toteuttamatta olevien maakaapeliyhteyksien loistehon tuotto on merkitty keltaisella.

Kun laskee kuvasta 19 yhteen kaikkien uusien mahdollisten kaapeliyhteyksien loistehon tuoton, saa lukeman 32,2 Mvar. On selvää, että kyseinen loistehon tuoton lisäys nostaa vuoden aikana todella monen sähköverkon käyttötunnin loistehon siirron yli kantaverkosopimuksen loistehonantorajan. Tästä aiheutuvia kustannuksia on edelleen tutkittu luvussa 3.7.

Tampereen Sähköverkko Oy on tehnyt myös päätöksen siitä, että kaikki 20 kV:n ilmajohdot tullaan vaihtamaan kaupunkialueella maakaapeliin lähivuosien aikana. Työ etenee vaiheittain ja joka vuosi osa kaupungissa vielä olevista ilmajohdoista saadaan maakaapeloitua. Tarkastelu jäljellä olevista ilmajohdoista tehtiin tähän työhön heinäkuussa 2015 ja jäljellä olevia kaapeloitavia ilmajohdoita oli vielä silloin 56,8 km kaupunkialueella. Seuraavaan taulukkoon on laskettu 20 kV:n maakaapeloinnin tuottama loistehon lisäys, kun kaikki kaupunkialueen ilmajohdot vaihdetaan suunnitelman mukaan AHXW185 maakaapeliin.

**Taulukko 20.** 20 kV:n verkkoon lisättävät maakaapeliyhteydet.

Uudet 20kV kaapelit	Pituus (km)	Loistehon tuotto (kvar/km)	Loisteho tuotto yhteensä (Mvar)
AHXW 185	56,8	33,3	1,9

Jos kaikki maakaapelointisuunnitelmat sekä 110 kV:n että 20 kV:n osalta toteutuisivat, tuottaisivat ne keskimääräisellä sähköverkon kuormituksella loistehoa noin 34,07 Mvar. Kaikkien 110 kV:n maakaapelihankkeiden toteutuminen ei ole vielä varmaa. Kappaleessa 3.7 investoinnin tarpeellisuus tarkastellaankin kahden eri vaihtoehdon osalta maakaapeloinnin aiheuttamaa loistehomaksujen nousua. Huomioitavaa laskelmissa on myös se, että



kun ilmajohdot poistetaan, sen myötä myös loistehon tuotto laskee, vaikkakin merkitys on aika vähäinen. Toisena huomioitavana asiana on myös se, että kaapelit tuottavat vielä enemmän loistehoa tilanteessa, jossa ne ovat minimikuormituksessa.

### 3.6.2 Loistehon kulutuksen lisääntyminen

Sähkönkulutuksen arvioiminen on sinänsä vaikeaa pitemmällä aikavälillä. Vuonna 2007 ennustettiin, että vuonna 2015 Suomi käyttää sähköä 120 TWh. Todellisuudessa sähkön käyttö tulee olemaan huomattavasti arvioitua pienempi. Vuonna 2014 kulutus oli 84 TWh ja se voi jopa mahdollisesti laskea vuonna 2015. Tähän sähkönkulutuksen laskuun on ajanut taantuma ja yleinen teollisuustuotannon vähäneminen. Suomen sähkönkulutus ei tule todennäköisesti nousemaan ainakaan muutaman seuraavan vuoden aikana merkittävästi. Todennäköisesti sähkönkulutus tulee lisääntymään vasta, kun taantuma hellittää ja vienti alkaa vetämään. Ajankohtaa viennin ja kotimaisen tuotannon nousulle on näillä näkymin vaikea määrittää. [15]

Sama asia koskee myös Tampereen Sähköverkko Oy:n sähkölinjoilla siirretyn tehon määrää. Suurta sähkötehon siirron nousua vuositasolla ei odoteta lähivuosina. Sähköliittymien määrä on kyllä kasvanut vuosittain Tampereen alueella, mutta samalla suuria sähkönkuluttajia on jäänyt pois. Tästä syystä sähkönkulutus ei ole lisääntynyt sähköverkon alueella.

Loistehon kulutuksen kannalta asiaa mietittäessä esiin nousee mahdollisuus saada isompi teollisuuslaitos Tampereelle, joka käyttäisi merkittävästi loistehoa tuotannossaan. Tässäkin tapauksessa teollisuuslaitos tuottaisi todennäköisesti hinnoittelusta johtuen loistehonsa itse ja kokonaisloistehon määrään sähköverkolla sillä ei olisi suurta vaikutusta. Kokonaisuutena, jos loistehon kysyntä verkolla kasvaa asiakkaiden toimesta, se kasvaa yhdessä pätötehon kanssa, jolloin myös kantaverkkoyhtiön asettaman loistehoikkunan rajat kasvavat.

### 3.6.3 Muuntajien lisäykset

Tarkastellaan seuraavaksi muuntajien loistehon kulutuksen muutosta tulevaisuudessa. Tarkoituksena on selvittää, muuttuuko muuntajien loistehon kulutus tulevaisuudessa kuinka paljon ja olisiko siitä apua ylimääräisen loistehon kuluttamisessa. Seuraavaan taulukkoon on koottu Tampereen Sähköverkko Oy:n päämuuntajien ja jakelumuuntajien keskimääräiset sähköiset arvot, joita laskennassa käytetään. Arvot on saatu laskemalla muuntajatyypin tehot yhteen ja jakamalla saatu arvo muuntajien määrällä. Arvot on laskettu vuonna 2012 Väisäsen Tampereen Sähköverkko Oy:lle tekemässä diplomityössä,

mutta koska suuria muutoksia ei verkon muuntajissa ole tapahtunut, arvot ovat edelleen käyttökelpoisia.

**Taulukko 21.** Tampereen Sähköverkko Oy:n keskimääräiset muuntajien sähköiset arvot. [17]

	Näennäisteho (MVA)	Oikosulku-impedanssi (%)	Kuormitus häviöt (kW)	Tyhjäkäynti häviöt (kW)
<b>Päämuuntajat</b>	33,4	11,6	63	19,8
<b>Jakelumuuntajat</b>	0,534	5,07	0,52	0,85

Koska muuntajan loistehon kulutus riippuu voimakkaasti muuntajan kuormituksesta, tarvitsee samaan tapaan määrittää myös eri muuntajatyypin kuormitusasteet laskentaa varten. Nämä arvot olivat myös laskettu vuonna 2012 ja ne ovat edelleen käyttökelpoisia määritettäessä muuntajien tämän päivän loistehon kulutuksia. Seuraavaan taulukkoon on koottu päämuuntajien ja jakelumuuntajien keskimääräiset kuormitusasteet minimikuormalla, huippukuormituksen aikaan ja keskimääräisellä kuormalla.

**Taulukko 22.** Tampereen Sähköverkko Oy:n muuntajien keskimääräiset kuormitusasteet. [17]

	Kuormitusaste (%)		
	keskimääräisellä kuormituksella	huippukuormituksella	minimikuormituksella
<b>Päämuuntajat</b>	31	49	13
<b>Jakelumuuntajat</b>	22	35	10

Tällä hetkellä Tampereen Sähköverkko Oy:n kaupunkialueella on verkkosuunnittelujärjestelmän mukaisesti 17 päämuuntajaa ja 1464 jakelumuuntajaa. Loistehon kulutus vaihtelee kaupunkialueen muuntajien osalta minimikuormituksen 6,5 Mvar:sta huippukuormituksen 26 Mvar:iin. Seuraavaan taulukkoon on koottu muuntajien yhteenlasketut loistehon kulutukset eri tyyppikuormituksilla.

**Taulukko 23.** Muuntajien loistehon keskimääräinen kulutus eri kuormituksilla.

	Määrä (kpl)	Loistehon kulutus (Mvar)		
		keskimääräisellä kuormitusasteella	huippukuormitusasteella	minimikuormitusasteella
<b>Päämuuntajat</b>	17	7,4	17,1	2,2
<b>Jakelumuuntajat</b>	1464	5,9	8,9	4,3

Kun arvioidaan muuntajien loistehon kulutuksen nousua kaupunkialueen sähköverkolla lähivuosina, esiin nousee päämuuntajien kulutuksen osalta uusi Nurmin sähköasema, jonka johdosta päämuuntajien lukumäärä nousee yhdellä. Jakelumuuntajia tulee vuodessa

kaupunkialueelle lisää noin 15 kappaletta, jotka on myös hyvä huomioida muuntajien tulevaisuuden loistehon kulutusta arvioitaessa. Seuraavan taulukkoon on koottu muuntajien loistehon kulutuksen arviot viiden vuoden päästä eri tyyppikuormituksilla.

**Taulukko 24.** Arviot muuntajien loistehon kulutuksesta eri kuormitusasteilla vuonna 2020.

		Loistehon kulutus (Mvar)		
		keskimääräisellä kuormitusasteella	huippukuormitusasteella	minimikuormitusasteella
<b>Päämuuntajat</b>	18	7,8	18,1	2,3
<b>Jakelumuuntajat</b>	1539	6,2	9,4	4,5

Vertailtaessa kaupunkialueen muuntajien loistehon kulutuksen muutosta tämän hetken ja arviossa esitetyn vuoden 2020 välillä, huomataan, että kulutuksen lisääntyminen tulisi olemaan melko maltillista. Keskimääräisellä sähköverkon kuormitusasteella loistehon kulutus kasvaa ennusteen mukaan viiden vuoden aikana vain 0,7 Mvar. Sähköverkko tuottaa loistehoa eniten kuormituksen ollessa pienimmillään, tällöin myös muuntajat kuluttavat vähiten loistehoa. Minimikuormitustilanteessa sähköverkko kuluttaa arvion mukaisesti loistehoa vuonna 2020 noin 0,3 Mvar enemmän kuin nyt, joten siitä ei olisi tulevaisuudessa juurikaan apua pahimpina loistehon ylitysaikoina.

### 3.6.4 Maaseutualueen muutokset

Suuria sähkötehon kulutuksen muutoksia ei Teiskon alueelle ole lähivuosina odotettavissa. Verkon muutokset tapahtuvat lähinnä tarpeesta parantaa verkon käyttövarmuutta maakaapeloimalla lähivuosien aikana tärkeimpiä 20 kV:n osuuksia. Teiskon alueen kiertävä kaapelirunkoyhteys on tarkoitus saada kaapeloitua vuoden 2019 loppuun mennessä. Kyseinen yhteys on lenkin muotoinen, eli se sekä lähtee Teiskon sähköasemalta että myös palaa sinne. Kun tämä kyseinen runkoyhteys on saatu kokonaan kaapeloitua, pituutta sille kertyy noin 51 km.

Edellä mainitun kaapeloinnin lisäksi on tarkoitus kaapeloida kyseisen runkokaapelilenkin välille yhteyksiä, joita voidaan käyttää verkon eri kytkentätilanteissa, kuten vika-aikoina. Näistä taasen kertyy kaapeloitavaa vähintään 26 km. Taulukkoon 25 on koottu maaseutuverkossa tapahtuva loistehon tuotannon lisäys, jos 20 kV:n runkokaapelointi toteutuu kokonaisuudessaan.

**Taulukko 25. Maaseutualueen sähköverkon kaapelilisäykset.**

Uudet 20 kV kaapelit	Uudet 20 kV kaapelit	Pituus (km)	Loistehon tuotto (kvar/km)	Tuotettu loisteho yhteensä (Mvar)
Runkokaapeli	AHXW 185	51	33,3	1,70
Rungon välikaapelit	AHXW 185	26	33,3	0,87
<b>Yhteensä</b>				<b>2,57</b>

Tampereen Sähköverkko Oy:n maaseutualueelle tulee vuodessa keskimäärin muutama uusi muuntamo. Näiden aiheuttama loistehonkulutuksen lisäys ei ole kovin merkittävä. Vuoteen 2020 mennessä olisi tavoite, että kaikki tähän mennessä suunnitellut 20 kV:n maakaapeloinnit olisi saatu asennettua. Kokonaisuutena loistehoa syntyisi keskimääräisellä kuormituksella lisää vuoteen 2020 mennessä arviolta noin 2,50 Mvar, kun huomioidaan muuntajien lisäyksestä aiheutuva pienehkö loistehon kulutuksen lisäys. Osiossa 3.7.3 määritellään kustannuksia, jotka aiheutuvat kyseisestä loistehon tuoton lisäyksestä lähivuosina.

### 3.7 Investointien tarpeellisuus tulevaisuudessa

Lähdettäessä miettimään mahdollisia reaktori- tai muuntaja-kuristinhankintoja sähköverkolle, tarvitsee huomioon ottaa nykytilanteen tarkastelun lisäksi mahdolliset tulevaisuuden muutokset, jotka voivat vaikuttaa investointien tarpeellisuuteen ja kannattavuuteen. Koska tulevaisuuden muutoksiin liittyy aina epävarmuutta, on kaupunkialueen osiossa otettu tarkasteluun kaksi vaihtoehtoa investoinneille, jotka tullaan esittelemään seuraavissa luvuissa. Tulevaisuudessa tapahtuvien investointien kannattavuutta tutkitaan ensin kaupunkiverkon ja sen jälkeen maaseutuverkon osalta.

#### 3.7.1 Kaupunkiverkko

Koska tulevaisuudessa suurin loistehontuoton nousu tulee melko varmasti tapahtumaan 110 kV:n maakaapeloinnin lisääntyessä kaupunkialueella, lähdetään ensin tarkastelemaan lisääntyvän loistehon kustannuksia todennäköisesti tehtävien maakaapelointien tapauksessa. Taulukkoon 26 on koottu melko todennäköisesti lähivuosina maakaapeloitavat 110 kV:n siirtoyhteydet ja niiden loistehon tuotto. Huomioitavaa tässä taulukossa on se, että aikaisemmin esitettyyn taulukkoon 19 verrattuna, yhteydestä Lamminpää-Santalhti kaapeloidaan tässä tarkastelussa vain 1,5 km osuus 3,4 km sijaan.

**Taulukko 26.** Lähivuosina todennäköisesti kaapeloitavat kaupunkialueen 110 kV:n siirtoyhteydet.

Sijointus	Kaapelityyppi	Laskennallinen kuormitusvirta (A)	Pituus (km)	Loisteho (kvar/km)	Tuotettu loisteho yhteensä (Mvar)
Lamminpää-Santalahti	AHXW1200	216	1,5	1102,2	1,65
Lielähti-Santalahti	AHXW1200	216	1,5	1102,2	1,65
Nurmi-Naistenlahti	AHXW1200	216	5	1102,2	12,68
	AHXA1200		6,5		
<b>Yhteensä</b>			<b>14,5</b>		<b>15,98</b>

Kokonaisuutena 110 kV:n siirtoyhteyksiin todennäköisesti lisättävät maakaapelit tuottavat loistehoa verkon keskimääräisellä kuormituksella 15,98 Mvar. Tämän lisäksi kaupunkialueella maakaapeliin vaihdettavat 20 kV:n ilmajohdot tuottavat keskimääräisellä verkon kuormitusasteella vielä lisää loistehoa 1,9 Mvar. Maakaapeleiden tuottamaksi kokonaisloistehoksi tässä tapauksessa muodostuu siis 17,88 Mvar.

Taulukossa 27 oleva verkon kapasitiivisen loistehon ylitysten kustannuslaskenta on tehty seuraavaksi esitettävällä tavalla. Vuoden 2014 sähköverkon kapasitiivisen loistehon määrä on selvitetty jokaiselle vuoden tunnille erikseen Kangasalan liittymispisteessä. Koska kapasitiivisen loistehon ylitystunteja tarkastellaan ainoastaan kustannusten kannalta, verkon kondensaattoreiden tuottama loisteho on vähennetty pois laskennasta. Samoin on toimittu verkon generaattoreiden tuottaman loistehon kanssa. Jos generaattori on kuluttanut loistehoa, se on lisätty mukaan loistehon määrän kokonaistarkasteluun. Aikaisemmin tässä luvussa esitetty uusien kaapeleiden kokonaisloisteho 17,88 Mvar, on lisätty verkon kokonaisloistehon tuottoon jokaiselle tunnille erikseen. Tämän jälkeen on vielä vähennetty Tampereen Sähköverkko Oy:n ja Fingridin välisen sopimuksen vuoden 2014 mukainen loistehon ylityksen maksuton maksimimäärä 9,43 Mvar. Jos nyt saatu yksittäisen käyttötunnin loisteho on positiivinen, olisi siitä tullut maksullinen käyttötunti.

**Taulukko 27.** Loistehon antorajan ylityksien aiheuttamat kustannukset todennäköisillä kaapelilisyksillä vuoden 2014 käyttötunneilla. Kustannuslaskenta on tehty Fingridin sopimushinnoilla, jolloin loistehomaksuna on käytetty 1000 €/Mvar ja loisenergiamaksuna 5 €/Mvarh.

2014 Kuukausi	Loistehon ylitystunteja (kpl)	Loisteho (Mvar)		Loisenergia (Mvarh)		Kokonais- kustannus (€)
		suurin ylitys	31:ksi suurin ylitys	kokonaisylitys	ylitys kun 30 suurinta ylitystuntia ei huomioida	
Tammikuu	321	19,67	15,11	2573	2083	32535
Helmikuu	339	19,65	16,90	3589	3057	37595
Maaliskuu	435	21,49	18,23	4786	4203	45420
Huhtikuu	464	26,28	19,54	5781	5130	55185
Toukokuu	516	28,98	23,46	7362	6597	65790
Kesäkuu	515	32,06	26,36	8143	7290	72775
Heinäkuu	473	28,29	22,91	5837	5092	57475
Elokuu	495	25,61	19,75	5696	5031	54090
Syyskuu	470	26,96	21,35	6315	5633	58535
Lokakuu	421	22,94	22,33	5479	4837	50335
Marraskuu	409	20,70	18,10	4685	4106	44125
Joulukuu	443	20,15	18,35	4910	4329	44700
<b>Yhteensä</b>	<b>5301</b>			<b>65156</b>	<b>57388</b>	<b>618560</b>

Kuten voimme huomata, kustannukset ovat suuria kuukausittain ja jo pelkästään tammikuun loistehon ylityksistä koituva kustannus on Fingridin uuden sopimuksen mukaan yli 30 000 euroa, joka on pienin kuukausikohtainen kustannus. Kokonaisuutena maksettavaa kertyy noin 618 000 euroa vuodessa, josta loistehomaksun osuus noin 290 000 euroa, joka on noin puolet kokonaiskustannuksesta. Koska kaikkina kuukausina loistehorajan ylitys on kaksinkertainen, määräytyy loistehomaksu kuukauden suurimman ylityksen mukaan. Jos kolmenkymmenen suurimman ylityksen poisjättämisen sääntöä olisi voitu käyttää kaikkina kuukausina, olisi vuoden 2014 loistehon ylityskustannus tippunut noin 530 000 euroon.

Asiaa voidaan tarkastella myös siitä lähtökohdasta, että jos voimalaitosten generaattorit hoitaisivat itse ylimääräisen loistehon kulutuksen, tulisi se todennäköisesti halvemmaksi sähköverkkoyhtiölle kuin se, että maksettaisiin kantaverkkoyhtiölle ylimääräisen loistehosta. Silti generaattoreillakin tehtävä loistehon kuluttaminen maksaa. Ja pelkästään kesäajan loistehon ylitysten kustannus olisi tarkastelussa ollut 200 000 euron luokkaa, siis aikana jolloin generaattoreita ei yleisesti käytetä, jolloin myös apu loistehon kuluttamiseen jäisi saamatta.

Seuraavassa taulukossa 28 on tarkasteltu loistehon ylitysten aiheuttamia kustannuksia taulukossa 19 esitetyillä kaapelointilisyksillä sekä 20 kV:n kaapeloinneilla. Sähköverkkoon lisättävien maakaapeleiden kokonaisloistehoksi muodostuu näin laskettaessa 34,07 Mvar, jota taulukon 28 kustannusten laskennassa on käytetty.

**Taulukko 28.** Loistehon antorajan ylityksien aiheuttamat kustannukset taulukon 19 kaapelilisäyksillä vuoden 2014 käyttötunneilla. Kustannuslaskenta on tehty Fingridin sopimushinnoilla, jolloin loistehomaksuna on käytetty 1000 €/Mvar ja loisenergiamaksuna 5 €/Mvarh.

2014 Kuukausi	Loistehon ylitystunteja (kpl)	Loisteho (Mvar)		Loisenergia (Mvarh)		Kokonais- kustannus (€)
		suurin ylitys	31:ksi suurin ylitys	kokonaisylitys	ylitys kun 30 suurinta ylitystuntia ei huomioida	
Tammikuu	483	35,80	31,23	9245	8270	82025
Helmikuu	544	35,77	33,02	10511	9495	88325
Maaliskuu	678	37,61	34,35	13645	12578	105835
Huhtikuu	653	42,40	35,66	14679	13544	115795
Toukokuu	693	45,10	39,58	16900	15652	129600
Kesäkuu	700	48,18	42,48	17969	16333	138025
Heinäkuu	689	44,49	39,03	15268	14039	120830
Elokuu	676	41,73	35,87	15075	13927	117105
Syyskuu	718	43,08	37,47	15787	14662	122015
Lokakuu	711	39,06	36,45	14231	13106	110215
Marraskuu	586	36,82	34,22	12366	11304	98650
Joulukuu	628	36,27	34,27	13385	12320	103195
<b>Yhteensä</b>	<b>7759</b>			<b>169061</b>	<b>155230</b>	<b>1331615</b>

Sähköverkkoon lisättävien maakaapeleiden kokonaisloistehon ollessa 34,07 Mvar, aiheuttaa se huomattavan kustannusten nousun. Vuotuinen kustannus kaupunkialueella nousee jopa yli 1 300 000 euroon, joka kyllä tarkoittaa sitä, että jos maakaapelointi toteutetaan kokonaisuudessaan esillä olleessa mittakaavassa, myös reaktorin hankinta on pakollinen investointi. Kustannusta saadaan kyllä pienennettyä kuluttamalla loistehoa generaattoreilla, mutta näissä loistehon ylituotannon mittasuhteissa se ei ole enää kokonaisuudessa kannattavaa.

Edellisen taulukon laskennassa käytetyistä vuotuisista sähköverkon kaupunkialueen käyttötunneista vain noin 1000 tuntia on sallittujen Fingridin sopimuksessa olevien loistehorajojen sisällä. Tilanne siis muuttuu kokonaisuudessaan täysin erilaiseksi, kun kaapeliliisäysten loistehon tuotto on laskettu mukaan, kun verrataan sitä kappaleessa 3.1.1 tarkasteltuun vallitsevaan nykyhetken tilanteeseen. Nykyhetken tilanteessahan kustannukset pysyivät koko 2014 vuoden ajan alle 20 000 eurossa, kun tällä tarkastelulla kuukausikustannus on keskimäärin yli 100 000 euron luokkaa. Vaikka kaikkia 110 kV:n maakaapelilyhteyksiä ei toteutettaisikaan, kustannukset alkaisivat nousta jo muutaman kilometrin kaapeliliisäysten myötä merkittävän suuriksi. Reaktorin hankinta tulee siis kannattavaksi investoinniksi hyvinkin nopeasti, jos maakaapelilyhteyksiä lisätään.

### 3.7.2 Multisillan verkko

Koska Multisillan alueelle ei ole lähivuosina suunnitteilla isompia muutoksia, kuten mitattavia maakaapelointeja ja muuntajamäärän lisäyksiä, perustuu reaktori-investoinnin kannattavuuden arviointi lähinnä näkymään siitä, kasvaako loistehon syöttö kantaverkkoon

alueella yleensä. Tähän syynä saattaisi olla esimerkiksi asiakkaiden loistehon kulutuksen pieneneminen. Vuosikustannus ei vielä tällä tietoa ole iso ollessaan arviolta 5000–7000 euron luokkaa, joten se ei anna aihetta mittaviin investointeihin. Toisaalta kustannus näyttäisi olevan vuosittain kasvussa, joten asiaan on myös hyvä säännöllisesti tarkastella.

Mielessä on kuitenkin hyvä pitää myös suunniteltu mahdollisuus yhdistää Multisillan ja kaupunkialueen 110 kV:n sähköverkot toisiinsa Multisilta–Rautaharkko kaapelilla. Tällöin Multisillasta tulisi osa kaupunkialueen sähköverkon loistehotarkastelua ja myös mahdollinen kaupunkialueen suurempi reaktorikapasiteetti olisi Multisillan alueen käytettävissä. Tällöin myös Multisiltaan aikaisemmin mahdollisesti tehty reaktori-investoinnit voisivat osoittautua turhiksi.

### 3.7.3 Maaseutualueen verkko

Kuten kappaleessa 3.6.4 todettiin, myös Tampereen Sähköverkko Oy:n maaseutualueen sähköverkossa tapahtuu mittavaa kaapelointiuudistusta lähivuosien aikana. 20 kV:n maakaapelointi nostaisi verkon loistehon tuottoa arviolta 2,5 Mvar keskimääräisellä verkon kuormitusasteella.

Seuraavaksi tarkastellaan, millaisia kustannuksia suunnitellut maakaapeloinnit saisivat aikaan loistehon tuoton kasvamisen myötä Valkeajärven liittymispisteessä. Taulukossa 29 esitetty kustannuslaskenta on tehty vuoden 2014 sähköverkon loistehojen siirto tietojen avulla, johon on lisätty suunniteltujen kaapelointien tuottaman loistehon vaikutus.

**Taulukko 29.** Loistehon antorajan ylityksien aiheuttamat kustannukset suunnitelluilla kaapelilisäyksillä Valkeajärven liittymispisteessä vuoden 2014 sähköverkon käyttötunneilla tarkasteltuna. Kustannuslaskenta on tehty Fingridin sopimushinnoilla, jolloin loistehomaksuna on käytetty 1000 €/Mvar ja loisenergiamaksuna 5 €/Mvarh.

	Loistehon suurin ylitys (Mvar)	31:ksi suurin loistehon ylitys (Mvar)	Loistehorajan kaksinkertaisesti ylittävän loisenergian määrä (Mvarh)	Loistehon ylitysenergia (Mvarh)	Kustannus (€)
Tammikuu	1,93	1,81	50	601	4936
Helmikuu	1,92	1,90	50	598	4909
Maaliskuu	2,35	1,90	54	426	4479
Huhtikuu	2,44	2,38	65	274	3812
Toukokuu	2,71	2,60	72	954	7481
Kesäkuu	2,73	2,63	73	1215	8803
Heinäkuu	2,71	2,64	73	1039	7903
Elokuu	2,64	2,56	71	793	6603
Syyskuu	2,60	2,52	70	818	6690
Lokakuu	2,56	2,47	68	619	5653
Marraskuu	2,53	1,92	62	576	5409
Joulukuu	1,92	1,89	50	698	5408
<b>Yhteensä</b>			<b>757</b>	<b>8609</b>	<b>72085</b>



Vuoden 2014 käyttötunneilla ja 2,5 Mvar loistehon lisäyksellä Valkeajärven kantaverkon liittymispisteessä ylitetään loistehon antoraja 0,37 Mvar vuoden joka tunti. Koska loistehon tuoton lisäys on suhteessa loistehorajaan niin suuri, ylittyy joka kuukausi myös loistehoraja moninkertaisesti. Tämä tarkoittaa sitä, että kaikki loistehon ylitystunnit ovat maksullisia.

Kokonaisuutena vuoden 2014 käyttötunneilla loistehon ylityksistä kertyy maksettavaa yli 70 000 euroa. Huomattavaa on se, että esimerkiksi huhtikuussa, jolloin maksu oli alhaisin, eli noin 4 000 euroa, oli se silti summana merkittävä. Todellisuudessa kustannuksia olisi varmasti kertynyt vuoden 2014 käyttötunneilla enemmänkin, jos kaikki vuoden tunnit olisivat olleet tarkastelussa mukana. Syynä osan tuntien jäämiseen pois tarkastelusta oli se, että kyseisen vuoden aikana useana käyttötuntina mittaus ei ollut rekisteröitynyt järjestelmään. Mutta kuten taulukko 29 osoittaa, suunnitellut kaapelilisäykset aiheuttavat merkittävät loistehon ylityskustannukset Valkeajärven liittymispisteessä.

Vuonna 2015 tammikuun–syyskuun käyttötunneilla ja suunnitelluilla kaapelilisäyksillä loistehon antorajan ylityksistä kustannuksia olisi kertynyt noin 85 000 euroa. Tästä voidaan päätellä se, että vuosikustannukset eivät todennäköisesti ole vähenemässä tulevaisuudessakaan, vaikkakin vuonna 2014 kaikki käyttötunnit eivät olleet tarkastelussa mukana edellä kerrotusta syystä. Jos ja todennäköisesti kun Teiskon maaseutualueen verkoon tullaan tekemään tulevaisuudessa mittavia 20 kV:n maakaapelointeja, tulee reaktorin tai vastaavan hankkiminen kapasitiivisen loistehon kompensointiin samaan aikaan tarpeelliseksi investoinniksi.

## **4. KAPASITIIVISEN LOISTEHON KOMPENSOINNIN MAHDOLLISUUDET TAMPEREEN SÄHKÖVERKKO OY:SSÄ**

Kuten jo edellä on todettu, Tampereen Sähköverkko Oy:n kaupunkialueelle ja Teiskon maaseutualueelle tulee tulevaisuudessa tarve hankkia kapasitiivisen loistehon kompensointiin reaktorikapasiteettia. Tämän johdosta lähdetäänkin seuraavaksi kartoittamaan ja mitoittamaan kumpaankin tapaukseen sopivia ratkaisuja. Ensin tarkastellaan Tampereen Sähköverkko Oy:n kaupunkialueelle tarvittavan reaktoritehon mitoittamista ja ratkaisuvaihtoehtoja sekä niiden teknistaloudellista kannattavuutta. Tämän jälkeen tehdään samanlainen tarkastelu Multisillan sähköverkon osalta. Viimeisenä luodaan katsaus Tampereen Sähköverkko Oy:n maaseutualueen loistehon kompensoinnin mahdollisuuksiin ja kannattavuuteen.

### **4.1 Kaupunkialueen kompensointilaitteisto**

Kaupunkialueen loistehon kompensoinnin mitoittaminen lähtee liikkeelle nykyhetken tilanteen tarpeista. Tämän jälkeen mitoitetaan tulevaisuudessa tarvittavan reaktoritehon kooka eri kaupunkialueen kaapelointivaihtoehtoilla. Kun mitoitusasiat on käsitelty, luodaan katsaus siihen, millaisia muita vaatimuksia reaktorilaitteistoille kaupunkialueella on. Lopuksi käydään läpi kaksi erityyppistä laitteistovaihtoehtoa ja mietitään laitteistojen teknistaloudellista kannattavuutta sekä ratkaisua siihen, mitä tulevaisuudessa kaupunkialueen kapasitiivisen loistehon kompensoinnille pitäisi tehdä.

#### **4.1.1 Nykyinen loistehon tarve**

Ennen kuin lähdetään tekemään laskelmia kaupunkialueelle tarvittavan reaktorin suuruudesta, käydään läpi Tampereen Sähköverkko Oy:n yleisimmin käyttämien maakaapeleiden ja ilmajohtojen teknisiä arvoja, koska näitä arvoja käytetään myöhemmin reaktorin mitoituslaskennassa. Taulukkoon 30 on koottu Tampereen Sähköverkko Oy:n 110 kV:n maakaapeleiden ja ilmajohtojen laskennassa tarvittavia teknisiä arvoja sekä niiden laskennallinen keskimääräinen kuormitusvirta ja minimikuormitusvirta.

**Taulukko 30.** 110 kV:n maakaapeleiden ja ilmajohtojen teknisiä arvoja. [17]

Johtimet	Käyttökapasitanssi ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )	Vaihekohtainen induktanssi (H/km)	Suurin sallittu kuormitus- virta (A)	Laskennallinen keskimääräinen kuormitusvirta (A)	Laskennallinen kuormitusvirta minimikuormi- tuksella (A)
<b>110 kV kaapelit</b>					
AHXW 1200	0,26	0,00035	720	216	97,2
AHXW 800	0,23	0,00037	620	186	83,7
<b>110 kV ilmajohtot</b>					
Duck	0,009	0,0004	640	192	86,4
Finch	0,009	0,00042	940	282	126,9
Hawk	0,008	0,00047	580	174	78,3

Taulukon 30 kaapeleiden ja johtojen keskimääräinen kuormitusvirta ja minimikuormitusvirta oli laskettu vuonna 2012 Väisäsen Tampereen Sähköverkko Oy:lle tekemässä diplomityössä seuraavaksi esitettävällä tavalla. 110 kV:n johdinten laskennalliseksi keskimääräiseksi kuormitusvirraksi oli määritetty 30 % maksimiarvosta, joka oli saatu puolittamalla sähköverkon keskitehon ja huipputehon välinen suhde. Johdinten minimikuormitusasteeksi oli tarkastelussa saatu 13,5 %. Tämä arvo perustuu sähköverkon todellisen maksimikuormituksen ja minimikuormituksen väliseen suhteeseen. Sähköverkon huipputehon aikaan kuormituksen arvioidaan olevan 50 % koko verkon laskennallisesta huippukuormituksesta, koska tällöin yksittäinen siirtojohto olisi vielä korvattavissa vikata-pauksessa. Koska verkon kuormitus ei ole muuttunut merkittävästi, voidaan tässäkin työssä käyttää vuonna 2012 määritettyä laskennallista johdinten keskimääräistä kuormitusastetta ja minimikuormitusastetta. [17]

Taulukkoon 31 on koottu 20 kV:n maakaapeleiden ja ilmajohtojen teknisiä arvoja ja niiden laskennallinen keskimääräinen kuormitusvirta ja minimikuormitusvirta.

**Taulukko 31.** 20 kV:n maakaapeleiden ja ilmajohtojen teknisiä arvoja. [17]

Johtimet	Käyttökapasitanssi ( $\mu\text{F/km}$ )	Vaihekohtainen reaktanssi ( $\Omega/\text{km}$ )	Suurin sallittu kuormitusvirta (A)	Laskennallinen keskimääräinen kuormitusvirta (A)	Laskennallinen kuormitusvirta minimikuormi- tuksella (A)
<b>20 kV kaapelit</b>					
AHXW185	0,26	0,119	330	29,7	12,21
AHXCM 185	0,26	0,172	350	31,5	12,95
APY 185	0,41	0,107	290	26,1	10,73
PYL 120	0,32	0,123	300	27	11,1
Muut	0,35	0,13	320	28,8	11,84
<b>20kV ilmajohdot</b>					
Pigeon	0,01	0,354	360	32,4	13,32
Raven	0,01	0,368	280	25,2	10,36
Sparrow	0,0095	0,383	210	18,9	7,77
Muut	0,01	0,37	300	27	11,1
<b>20kV PAS-johdot</b>					
Pas 95	0,013	0,292	370	33,3	13,69
Pas 120	0,013	0,284	430	38,7	15,91
Muut	0,013	0,295	370	33,3	13,69

Edellisen taulukon 31 kaapeleiden ja johtojen keskimääräinen kuormitusvirta ja minimikuormitusvirta on saatu laskettua Tampereen Sähköverkko Oy:n jakeluverkon kuormitusasteista vuonna 2012 Väisäsen diplomityössä seuraavaksi esitettävällä tavalla. Keskimääräiseksi kuormitusasteeksi jakeluverkossa on määriteltä 9 %, joka saatiin Tampereen Sähköverkko Oy:n vuotuisen energiataseen 2,1 TVAh kautta. Tuntikohtaiseksi näennäistehoksi oli energiataseesta määriteltä 1,46 MVA jokaista yksittäistä 20 kV:n lähtöä kohden. Tästä näennäistehosta saatiin laskettua lähtökohtaiseksi virraksi 41,4 A, jota verrattiin lähtöjen hälytysrajaan 240 A:iin. Saatu prosenttiarvo vielä puolitettiin, koska jakeluverkon kuormituksen oletetaan jakaantuvan tasaisesti jakeluverkolle. Minimikuormitusasteen laskenta oli toteutettu samaan tapaan kuin keskimääräisen kuormitusasteenkin, nyt vain käytettiin näennäistehon yksittäisen tunnin minimikuormitusarvoa 94 MVA lähtötietona laskennassa. Jakeluverkon minimikuormitusarvoksi oli määrittynyt 3,7 %. [17]

Johdinten teknisistä arvoista voidaan laskea koko sähköverkon johdinten loistehon tuotto, kun lasketaan yksittäisten johdintyyppien loistehon tuotot yhteen. Verkon eri kuormitusasteet määrittelevät laskentaa varten kaapeleiden ja ilmajohtojen kuormitusvirrat niiden maksimaalisista kuormitusvirroista. Sijoittamalla arvot kaavaan 9, saadaan laskettua kaapelin loistehon tuotto kilometriä kohden ja kun vielä huomioidaan kaapelin kokonaispituus, saadaan kaapelityypin kokonaisloistehon tuotto kyseisellä sähköverkolla.

Taulukkoon 32 on koottu johdinten loistehon tuotto kaupunkialueella keskimääräisellä kuormituksella.

**Taulukko 32.** Kaupunkialueen johdinten tuottama loisteho sähköverkon keskimääräisellä kuormituksella.

Johtimet Nykyiset	Pituus (km)	Loistehon tuotto (kvar/km)	Loistehon tuotto yhteensä (Mvar)
<b>110 kV kaapelit</b>			
AHXW 1200	12,6	1102,2	13,92
AHXW 800	7,1	976,6	6,93
<b>110 kV ilmajohdot</b>			
Duck	22,1	24,9	0,55
Finch	5,1	7,36	0,04
Hawk	32,2	21,09	0,68
<b>20 kV kaapelit</b>			
AHXW185	388,8	33,3	12,95
AHXCM 185	19,5	33,1	0,65
APY 185	142,3	52,8	7,51
PYL 120	16,8	41,1	0,69
Muut	15,5	38,5	0,60
<b>20kV ilmajohdot</b>			
Pigeon	24,9	0,2	0,005
Raven	10,2	0,6	0,006
Sparrow	8,9	0,8	0,007
Muut	3,6	0,5	0,002
<b>20kV PAS-johdot</b>			
Pas 95	0,95	0,7	0,001
Pas 120	4,9	0,4	0,002
Muut	3,1	0,7	0,00217
<b>Yhteensä</b>			<b>44,54</b>

Suurimman osan kaupunkialueen johdinten loistehon tuotosta toteuttavat 110 kV:n ja 20 kV:n maakaapelit. 20 kV:n ilmajohdoilla ei ole juurikaan merkitystä loistehon tuotannossa. Kokonaisuutena nykyhetken johdinten loistehon tuotto on koko sähköverkon kannalta jo nyt todella iso ollessaan 44,5 Mvar. Kuten jo aikaisemmin tässä työssä kappaleessa 3.7.1 totesimme, loistehon tuotto tulee todennäköisesti vain tulevaisuudessa edelleen kasvamaan.

Taulukkoon 33 on koottu johdinten loistehon tuotto kaupunkialueella minimikuormituksella.

**Taulukko 33.** Kaupunkialueen johdinten tuottama loisteho sähköverkon minimikuormituksella.

Johtimet Nykyiset	Pituus (km)	Loistehon tuotto (kvar/km)	Loistehon tuotto yhteensä (Mvar)
<b>110 kV kaapelit</b>			
AHXW 1200	12,6	1115,0	14,05
AHXW 800	7,1	986,6	7,01
<b>110 kV ilmajohdot</b>			
Duck	22,1	35,9	0,79
Finch	5,1	32,3	0,16
Hawk	32,2	31,7	1,02
<b>20 kV kaapelit</b>			
AHXW185	388,8	33,6	13,07
AHXCM 185	19,5	33,6	0,65
APY 185	142,3	53,0	7,55
PYL 120	16,8	41,4	0,70
Muut	15,5	45,3	0,70
<b>20kV ilmajohdot</b>			
Pigeon	24,9	1,1	0,03
Raven	10,2	1,2	0,01
Sparrow	8,9	1,2	0,01
Muut	3,6	1,2	0,004
<b>20kV PAS-johdot</b>			
Pas 95	0,95	1,5	0,001
Pas 120	4,9	1,5	0,007
Muut	3,1	1,5	0,005
<b>Yhteensä</b>			<b>45,76</b>

Tarkasteltaessa sähköverkon johdinten loistehon tuoton eroa keskimääräisen ja minimikuormituksen välillä, voidaan todeta, että minimikuormituksella syntyy enemmän loistehoa eli arviolta noin 1 Mvar:n verran, mutta ero ei sinänsä ole kovin merkittävä. Minimikuormituksen laskennassa saatua loistehon tuoton kokonaisarviota 45,76 Mvar on kuitenkin hyvä käyttää nykyhetken reaktorin mitoituslaskennassa. Syynä tähän on se, että tällä hetkellä loistehon ylitykset tapahtuvat juuri sähköverkon pienimmän kuormituksen aikaan, jolloin todennäköisemmin myös minimikuormituslaskennassa saatu johdinten loistehon tuoton arvo pitää paremmin paikkansa.

Taulukossa 34 on mitoitettu reaktorin loistehon tarpeen suuruutta tämän hetken tilanteessa. Tarkastelu on tehty niillä vuoden 2014 tunneilla, joista olisi joutunut maksamaan loistehon antorajan ylityksistä korvausta Fingridille uuden sopimuksen mukaisesti. Voimalaitosten mahdollinen loistehon kuluttaminen on lisätty tarkasteltavaan loistehon ylitykseen. Kolmekymmentä kunkin kuukauden tuntikohtaisesti suurinta loistehon ylitystä on jätetty tarkastelun ulkopuolelle, koska niiden perusteella reaktoria ei kannata mitoittaa.

*Taulukko 34. Reaktorin mitoitusalue nykyisellä loistehon kulutustarpeella.*

	Loistehon tuotto (+) tai kulutus (-) (Mvar)
<b>Johtimet</b>	<b>+45,76</b>
<b>Muuntajat</b>	<b>-6,5</b>
<b>Sähköverkon alueella tapahtuva arvioitu loistehon kulutus</b>	<b>-(21,4 - 29,8)</b>
<b>Fingrid ilmaisosuus</b>	<b>9,43</b>
<b>Reaktorin loistehon tarve koko</b>	<b>0 - 8,4</b>

Edellisen taulukon 34 mitoitus on tehty johdinten ja muuntajien minimikuormitustilanteen arvoilla, jolloin sähköverkon kaapelit tuottavat suurimman määrän loistehoa. Minimikuormitustilanteessa muuntajat taas kuluttavat loistehoa vähiten. Koska myös sähköverkon asiakkaiden loistehon kulutus on minimikuormitustilanteessa vähäisin, muodostuu tilanteesta kokonaisuutena loistehon tuoton maksimi. Sähköverkon asiakkaiden loistehon arvioitu kulutus vaihtelee 21,4 Mvar:sta 29,8 Mvar:iin. Kulutusarvio on yksinkertaisesti saatu siitä, että johdinten loistehon tuotosta on vähennetty muuntajien loistehon kulutus ja Fingridin tarjoama loistehon ilmaisosuus. Tämän jälkeen on katsottu kaikista vuoden loistehon tuoton ylitysten maksullisista tunneista, kuinka paljon verkolla on ollut loistehoa liikaa, josta on voitu laskea reaktorin koko. Tämä reaktorin koko on vielä vähennetty edellisten lisäksi johdinten tuottamasta loistehosta ja täten on saatu arvio sähköverkon asiakkaiden loistehon kulutuksen vaihtelusta loistehon maksullisten tuntien aikana. Sähköverkon asiakkaiden loistehon kulutuksen arvio on tärkeä, kun tarkastellaan tulevaisuuden sähköverkon reaktorin mitoitusta. Tämän hetken reaktorin tarvekoko on 0–8,4 Mvar nykyisellä sähköverkon loistehon tuotolla.

Jotta saisimme maksullisten loistehon ylitysten suuruuksista ja määristä vielä paremman kuvan, on tätä asiaa vielä selvytyden vuoksi tarkasteltu seuraavassa taulukossa 35 ilman reaktoria ja 5 Mvar:n reaktorilla.

**Taulukko 35.** Tuntikohtaiset loistehon ylitykset ilman reaktoria ja 5 Mvar:n reaktorilla.

	Ilman reaktoria (kpl)	5 Mvar reaktorilla (kpl)
Loistehon ylitys > 8 Mvar	4	
7 Mvar < loistehon ylitys < 8 Mvar	16	
6 Mvar < loistehon ylitys < 7 Mvar	19	
5 Mvar < loistehon ylitys < 6 Mvar	32	
4 Mvar < loistehon ylitys < 5 Mvar	46	
3 Mvar < loistehon ylitys < 4 Mvar	59	4
2 Mvar < loistehon ylitys < 3 Mvar	71	16
1 Mvar < loistehon ylitys < 2 Mvar	106	19
0 Mvar < loistehon ylitys < 1 Mvar	170	32

Suurin osa loistehon tuntikohtaisista ylityksistä vuoden aikana sijoittuu tarkastelun mukaisesti välille 0–5 Mvar. Jos kaikki loistehon maksulliset ylitykset halutaan pois, on sähköverkolle hankittava 8,4 Mvar:n reaktori. Tämä ei taloudellisesti kuitenkaan yleensä liene järkevää, koska tässäkin tapauksessa reaktori tulisi hyödynnettyä koko kapasiteettiaan vain 4 tuntina vuodessa. Tarkasteluun on taulukossa 35 otettu 5 Mvar:n reaktori, jonka avulla suurin loistehon ylitys saataisiin leikattua 3,4 Mvar:iin. Myös loistehon ylitystuntien määrä putoaisi 523 tunnista 61 tuntiin vuoden aikana. Kappaleessa 4.1.7 tarkastellaan kyseistä asiaa vielä kustannusten näkökulmasta.

#### 4.1.2 Tulevaisuuden loistehotarpeet

Kuten jo aikaisemmin todettiin, sähköverkon laitteita mitoitettaessa on tarpeellista saada huomioitua tulevaisuudessa tapahtuvat muutokset, koska laitteiden hinnat ovat korkeita ja pitoajat pitkiä. Taulukkoon 36 on vielä koottu kaikki Tampereen Sähköverkko Oy:n esillä olevat kaupunkialueen mahdolliset kaapelointimuutoshankkeet, jotka toteutuessaan vaikuttavat reaktorin mitoittamiseen.



**Taulukko 36.** Suunniteltujen maakaapeleiden loistehon tuotto keskimääräisellä kuormituksella.

Uudet maakaapelit	Pituus (km)	Loistehon tuotto (kvar/km)	Loisten tuotto yhteensä (Mvar)	Sijoitus
<b>110 kV kaapelit</b>				
AHXW1200	3,4	1102,2	3,75	Lamminpää-Santalahti
AHXW1200	1,5	1102,2	1,65	Lielähti-Santalahti
AHXW1200	1,9	1102,2	2,09	Lielähti-Lamminpää
AHXW1200	5			
AHXAJ1200	6,5	1102,2	12,68	Nurmi-Naistenlahti
2xAHXW800	4	1953,2	7,81	Kaleva-Alasjärvi
AHXW1200	3,8	1102,2	4,19	Multasilta-Rautaharkko
<b>Yhteensä</b>			<b>32,17</b>	
<b>20kV kaapelit</b>				
AHXW 185	56,8	33,6	<b>1,91</b>	
<b>Yhteensä</b>			<b>34,08</b>	

Kaikkien suunniteltujen kaapelointien loistehon tuotto keskimääräisellä kuormitusasteella on noin 34 Mvar. Huomioitavaa on myös se, että koska osa yhteyksistä on tarkoitus vaihtaa ilmajohdosta maakaapeliin, poistuvista ilmajohdoista ei tämän jälkeen synny loistehoa. Poistuvien ilmajohtojen loistehon tuotto onkin syytä laskea pois sähköverkon kokonaisloistehotarkastelusta. Seuraavaan taulukkoon 37 on listattu mahdollisesti poistuvien ilmajohtojen loistehontuotot yhteyksittäin. Kokonaisuutena, jos kaikki suunnitellut ilmajohtoyhteydet poistuisivat, loistehon tuotto vähenisi keskimääräisellä kuormituksella 0,294 Mvar, mikä on hyvin vähän verrattuna suunniteltujen maakaapeleiden loistehon tuottoon näillä yhteyksillä. Koska kaikkia suunniteltuja 110 kV:n maakaapeliyhteyksiä ei välttämättä tulla rakentamaan, on jokainen poistuva ilmajohtoyhteys myös eritelty seuraavaan taulukkoon, jolloin suunnitelmamuutosten vaikutukset voi reaktorin mitoituslaskentaan päivittää helposti.

*Taulukko 37. Poistuvien ilmajohtojen loistehon tuotto keskimääräisellä kuormituksella.*

Poistuvat ilmajohtot	Pituus (km)	Loistehon tuotto (kvar/km)	Loistehon tuotto yhteensä (Mvar)	Poisto väliltä
<b>110 kV ilmajohtot</b>				
Duck	3,4	24,9	0,085	Lamminpää-Santalahti
Duck	1,5	24,9	0,037	Lielähti-Santalahti
Duck	1,9	24,9	0,047	Lielähti-Lamminpää
Duck	4	24,9	0,100	Kaleva-Alasjärvi
<b>20 kV ilmajohtot</b>				
Pigeon	24,9	0,2	0,005	
Raven	10,2	0,6	0,01	
Sparrow	8,9	0,8	0,01	
Muut	3,6	0,5	0,002	
<b>20kV PAS-johdot</b>				
Pas 95	0,95	0,7	0,001	
Pas 120	4,9	0,4	0,002	
Muut	3,1	0,7	0,002	
<b>Yhteensä</b>			<b>0,294</b>	

Tulevaisuudessa tarvittavan reaktorin mitoitusta on lähdetty taulukossa 38 tarkastelemaan kahdella eri vaihtoehdolla. Vaihtoehdossa 1 reaktorin kokoa on tarkasteltu todennäköisesti sähköverkolla tapahtuvien kaapelointimuutosten kautta. Kyseisten kaapelointimuutosten sisältöä on aikaisemmin esitelty kappaleessa 3.7.1. Vaihtoehto 2 lähtee liikkeellä siitä olettamasta, että kaikki taulukossa 36 esitetyt kaapeloinnit toteutetaan. Tästä eteenpäin, kun puhutaan vaihtoehdoista 1 ja 2, tarkoitetaan siis edellä mainittuja kaapelointivaihtoehtoja ja niistä laskettuja seuraavan taulukon 38 mukaisia reaktorimitoituksia.

*Taulukko 38. Reaktorin mitoitus eri vaihtoehdoilla 1 ja 2.*

	Vaihtoehto 1	Vaihtoehto 2
	Loistehon tuotto (+) tai kulutus (-) (Mvar)	Loistehon tuotto (+) tai kulutus (-) (Mvar)
Johtimet	+44,54	+44,54
Lisättävät kaapelit	+17,88	+34,08
Poistuvat johtimet	-0,15	-0,29
Muuntajat	-6,80	-6,80
Sähköverkon alueella tapahtuva loistehon kulutusarvio	-(21,4 - 29,8)	-(21,4 - 29,8)
Fingrid ilmaisosuus	9,43	9,43
Reaktorin tarve koko	16,3 - 24,7	32,3 - 40,7

Edellisen taulukon 38 reaktorivaihtoehtojen laskenta on tehty nykyhetken reaktorin mitoituskannan pohjalta, joka on esitetty kappaleessa 4.1.1. Muutoksena laskennassa on

nyt se, että johdinten loistehon tuottoon on laskettu nykyhetken tuoton lisäksi tulevaisuuden kaapelointimuutosten aiheuttama loistehon lisäys kummassakin eri vaihtoehdossa keskimääräisillä kaapeleiden kuormitusasteilla. Lisäksi vaihtoehtoratkaisusta riippuen, on vähennetty myös poistuvien ilmajohtojen loistehotuotto. Johdinten loistehon tuoton laskennassa on nyt käytetty sähköverkon keskimääräisen kuormituksen mukaisia arvoja, koska suurin osa sähköverkon vuoden käyttötunneista ylittää kaapelilisäyksen tuottaman loistehon myötä loistehon ylitysrajan. Näin myös pyritään välttämään reaktorin koon ylimittoitusta. Kaapeleiden minimikuormituksessa loistehoa syntyisi arviolta 2–3 Mvar enemmän.

Lähivuosina loistehon kulutuksen ei arvella sähköverkolla nousevan merkittävästi, jolloin tämän hetken loistehon kulutusarvion pitäisi pitää myös paikkansa melko hyvin lähivuosina. Tästä syystä reaktorin tulevaisuuden mitoitustalaskennassa onkin käytetty sähköverkon loistehon kulutuksen arviona nykyhetken kulutusarviota maksullisen loistehon ylitystuntien aikana. Koska uusien mahdollisten kaapelilisäysten myötä maksullisia loistehotunteja tulee olemaan enemmän, myös loistehon asiakaskulutusarvio maksullisilla tunneilla laajenee suurempaan kulutukseen päin. Tällä ei sinänsä ole merkitystä, koska se ei suurentaisi reaktorin korkeinta mitoituskokoa.

Taulukon 38 laskentavaihtoehdolla 1, reaktorin kokoluokaksi määrittyy noin 16–25 Mvar, kun Fingridin tarjoama loistehon tuoton ilmaisosuus on käytetty kokonaisuudessaan ja tarkastelusta on jätetty pois kolmekymmentä suurinta loistehon ylitystuntia uuden kantaverkkosopimuksen mukaisesti. Taulukkoon 39 on arvioitu loistehon tuntikohtaisia ylitysmääriä eri reaktoreiden kokoluokilla.

**Taulukko 39.** *Vaihtoehdon 1 mukaisilla kaapelointilisäyksillä tuntikohtaisien loistehojen eri ylityskokojen kappalemäärät eri reaktoritehoilla ja ilman reaktoria.*

	Reaktorin teho			
	Ilman reaktoria	15 Mvar	20 Mvar	25 Mvar
	(kpl)	(kpl)	(kpl)	(kpl)
Loistehon ylitys > 20 Mvar	235			
15 Mvar < loistehon ylitys < 20 Mvar	1297			
10 Mvar < loistehon ylitys < 15 Mvar	1657	19		
9 Mvar < loistehon ylitys < 10 Mvar	213	17		
8 Mvar < loistehon ylitys < 9 Mvar	191	28		
7 Mvar < loistehon ylitys < 8 Mvar	188	47		
6 Mvar < loistehon ylitys < 7 Mvar	186	57	3	
5 Mvar < loistehon ylitys < 6 Mvar	175	67	16	
4 Mvar < loistehon ylitys < 5 Mvar	162	108	17	
3 Mvar < loistehon ylitys < 4 Mvar	163	156	28	
2 Mvar < loistehon ylitys < 3 Mvar	165	271	47	
1 Mvar < loistehon ylitys < 2 Mvar	163	2	57	3
0 Mvar < loistehon ylitys < 1 Mvar	143	369	67	16

Taulukosta 39 nähdään selvästi, että vielä 15 Mvar:n reaktorilla vuosittaisten maksullisten tuntikohtaisten ylitysten määrä on iso. Joka tietysti on ymmärrettävää siitä syystä, että laskentavaihtoehdossa 1 lisättiin uusilla kaapeleilla loistehon tuottoa 17,88 Mvar ja verkossa esiintyi jo ennen lisäyksiä merkittäviä loistehoylityksiä. 20 Mvar:n reaktorin hankinta näyttäisi vaihtoehdossa 1 olevan järkevää, koska tuntikohtaisten ylitysten määrä jää varsin pieneksi ja suurinkin maksullinen ylitys alle 7 Mvar:n. Tässä tarkastelussa 25 Mvar:n reaktori näyttää ylimitoitetulta, koska tällöin reaktoria hyödynnettäisiin kokonaisuudessaan vain 19 tunnin aikana vuodessa.

Vaihtoehdossa 2 reaktorin tarvekoko liikkuu välillä 32–41 Mvar. Seuraavaan taulukkoon 40 on tehty vaihtoehdolle 2 samanlainen loistehon ylitysten kokoluokkien tarkastelu erikokoisilla reaktoreilla kuten edellä vaihtoehdolle 1. Koska vaihtoehdossa 2 kaapeleiden tuottama loisteholisäys on 34,07 Mvar, valittiin reaktoreiden mitoitusvaihtoehdoksi 20, 25, 30 ja 35 Mvar. 20 Mvar:n reaktorikoko otettiin mukaan tarkasteluun, koska sellainen tilanne voisi tulla eteen, että kaapelointivaihtoehdon 1 mukaisesti olisi hankittu 20 Mvar:n reaktori sähköverkolle ja tämän jälkeen olisi päätetty toteuttaa kaapelointivaihtoehto 2 mukaiset kaapelilisäykset.

**Taulukko 40.** *Vaihtoehdon 2 mukaisilla kaapelointilisäyksillä tuntikohtaisten loistehojen eri ylityskokojen kappalemäärät eri reaktoritehoilla ja ilman reaktoria.*

	Reaktorin teho					
	Ilman reaktoria	20 Mvar	25 Mvar	30 Mvar	35 Mvar	40 Mvar
	(kpl)	(kpl)	(kpl)	(kpl)	(kpl)	(kpl)
Loistehon ylitys > 40 Mvar	39					
35 < loistehon ylitys < 40 Mvar	314					
30 < loistehon ylitys < 35 Mvar	1619					
25 < loistehon ylitys < 30 Mvar	1460					
20 < loistehon ylitys < 25 Mvar	894	39				
15 < loistehon ylitys < 20 Mvar	760	314	39			
10 < loistehon ylitys < 15 Mvar	660	1619	314	39		
5 < loistehon ylitys < 10 Mvar	778	1460	1619	314	39	
0 < loistehon ylitys < 5 Mvar	875	894	1460	1619	314	39

Nykytilanteeseen nähden 34 Mvar:n loistehon tuoton lisäys aiheuttaa loistehon ylityksien kappalemäärä tarkasteluissa todella suuren kasvun. Huomioitavaa on, että tässäkin tarkastelussa jokaisen kuukauden kolmekymmentä suurinta loistehon ylitystuntia on jätetty pois. 20 Mvar:n reaktorilla loistehon maksullisia ylityksiä vuoden aikana on yli 4300 tuntina, joten 20 Mvar:n reaktori ei riitä kompensointiin alkuunkaan. Joten, jos verkolle on aikaisemmin valittu 20 Mvar:n reaktori, tulee kaapeloinnin lisääntyessä eteen helposti toisen reaktoriyksikön hankinta.

Vaihtoehdon 2 mukaisilla kaapelilisäyksillä kokonaisreaktoritehon pitäisi tämän tarkastelun pohjalta olla 30 tai 35 Mvar. Tosin tämä tarkastelu antaa vain viitteitä reaktorikoon

suuruusluokasta. Eri reaktorimitoituskokojen tuomia rahallisia säästöjä tarkastellaan vielä kappaleessa 4.1.7.

### 4.1.3 Mahdolliset sijoituspaikat

Laitteiston valintaan vaikuttaa erityisen paljon käytettävissä oleva tila, johon laitteisto on mahdollista sijoittaa. Koska kaupunkialueella tarvittavan laitteiston loistehon on oltava suuri, tulee laitteistosta tai laitteistoistakin melko suuren kokoisia. Jotta kompensointilaitteiden ohjaus-, suojaus- ja mittaus-toiminnot olisivat järkevästi ja kustannustehokkaasti toteutettavissa, kannattaa laitteistot ensisijaisesti sijoittaa sähköasemien yhteyteen.

Hyviä mahdollisia sijoituspaikkoja kompensointilaitteistoille voidaan tarkastella kuvista 14 ja 15. Siellä missä kapasitiivisten loistehojen siirto on suurta, sijaitsevat myös hyvät sijoituspaikat reaktoreille. Näin voidaan paikallisesti pienentää koko sähköverkolla siirtyvän loistehon määrää, jolloin saadaan myös samalla pienennettyä loistehosta aiheutuvien häviöiden kustannuksia ja nostettua hieman sähköverkon siirtokykyä. Kuvien 14 ja 15 perusteella Tampereen Sähköverkko Oy:n kaupunkialueella hyviä reaktoreiden sijoituspaikkoja olisivat loistehon siirron ja keskeisen sijainnin kannalta Ratinan, Naistenlahden ja Kalevan sähköasemat. Naistenlahden sähköasema on myös siinä tapauksessa ihanteellinen paikka reaktorille, että, jos Naistenlahden ja Nurmin sähköaseman välinen maakaapeli toteutuu, maakaapelin tuottama loisteho lisää siirtyvän loistehon määrää Naistenlahden ympäristössä. Seuraavina hyvinä reaktorin sijoituspaikkoina tulevat Rautaharkon, Alasjärven ja Hervannan sähköasemat.

### 4.1.4 Laitteiston kytkinlaitteet

Tampereen Sähköverkko Oy:llä kompensointilaitteiston sähköliityntä voidaan tehdä järkevimmin joko 110 kV:n tai 20 kV:n jännitetasoon. Syynä tähän on se, että molemmat jännitetasot ovat suoraan käytössä Tampereen Sähköverkko Oy:n sähköasemilla. Kun reaktoria liitetään kumpaan tahansa jännitetasoon, joudutaan hyvin todennäköisesti myös investoimaan uusiin katkaisijoihin.

110 kV:n jännitetasoon liityttäessä saadaan kytkettyä kerralla isompitehoisia reaktoriyksiköitä kuin 20 kV:n liityttäessä. Tämä johtuu siitä, että 110 kV:n sähköverkko kestää suurempitehoisia kytkentämuutoksia matalammin jännitevaihteluin verrattuna 20 kV:n sähköverkkoon. Kun 110 kV:n reaktorille hankitaan uutta katkaisijaa laitteen käyttöön ja suojaukseen, kannattaa lähtökohtaisesti valita synkronikatkaisija, jolloin vaiheiden kytketyminen tapahtuu vaihejännitteiden nollakohdissa ja kytkennästä aiheutuva jännitemuutos on verkolle matalampi.

20 kV:n jännitetasoon liityttäessä, voidaan Tampereen Sähköverkko Oy:n tapauksessa kytkeä vain pienempitehoisia suuruusluokaltaan alle 5 Mvar:n reaktoriyksiköitä sähköverkkoon. Tähän on olemassa kaksi syytä. Ensimmäisenä seikkana on huomioitava se,

että jännitetaso ei saa reaktorin kytkentähetkellä laskea liikaa ja taas aukaisuhetkellä nousta liikaa. Toisekseen, on tärkeätä huomioida, että sähköaseman päämuuntaja ei saa kuormittua liikaa reaktoritehosta, jotta muuntajassa jää vielä varaa muun tehon siirtoon. Tampereen Sähköverkko Oy:n sähköasemilla on vapaana 20 kV:n katkaisijoita, joihin reaktoreita voisi kytkeä. Ongelmaksi saattaa muodostua kuitenkin se, että katkaisijoita ei ole testattu nimenomaan induktiivisen virran katkaisuun. Induktiivisen virran katkaisun yhteydessä katkaisija voi hajota, etenkin kun katkaisukertoja on useita. Jos reaktoreiden kytkentään päätetään käyttää jo olemassa olevia 20 kV:n katkaisijoita, on syytä ainakin huolehtia siitä, että katkaisijoille asennetaan ylijännitesuojaus ennen kuin ne otetaan käyttöön. Tällöin olisi myös hyvä ensin varmistaa testeillä, että katkaisija soveltuu induktiivisen virran katkaisuun. Käyttövarmin ratkaisu olisi kuitenkin hankkia reaktori-investointien yhteydessä uusi, tarkoitukseen soveltuva katkaisija.

#### 4.1.5 Mahdolliset ongelmat

Kaupunkialueelle reaktoreita valittaessa esiin nousee muutamia laitteiston valintaan vaikuttavia tekijöitä, jotka voivat nousta ongelmiksi jos niitä ei osata ottaa suunnittelussa huomioon. Tällaisia ongelmia ovat esimerkiksi laitteiston lämpeneminen, magneettikentät, mahdollinen resonanssi-ilmiö ja jo aikaisemmin esillä ollut laitteiston kytkennöistä johtuvat sähköverkon jännitteen muutokset. Tarkastellaan seuraavaksi näitä mahdollisia ongelmia hieman tarkemmin.

Koska laitteistossa liikkuu suuria tehoja, syntyy myös kompensointilaitteessa häviöitä, jotka muodostavat lämpöä. Onkin tärkeätä, että laitteen sijoituspaikassa on riittävä ilmanvaihto, sekä tila laitteelle on tarpeeksi iso, jotta laite ei pääse kuumenemaan liikaa. Kompensointilaitteeseen kohdistuu varsinkin kytkentähetkillä mekaanista rasitusta, jolloin laitteen kiinnitys ja tuenta on oltava riittävää rasitukseen nähden.

Reaktori saa käytössä aikaan ympärilleen voimakkaan magneettikentän. Tämän magneettikentän vaikutus on otettava huomioon laitetta ja sijoituspaikkaa valittaessa. Suomessa on säädetty STM:n asetuksella (294/2002) suositusarvot, joita tulisi noudattaa sellaisissa paikoissa ja tiloissa, joihin on yleisesti vapaa pääsy. Näissä tiloissa ei magneettikentän suositella ylittävän 100  $\mu\text{T}$ :n arvoa. Ongelmia saattaa ilmaantua sähköasemien ulkopuolella erityisesti, jos kompensointilaitteita sijoitetaan liian lähelle sähköaseman tontin rajoja. Laitteen sijoituspaikan suunnittelussa on otettava huomioon myös mahdolliset laitteista aiheutuvat äänihaitat.

Resonanssi-ilmiö reaktorin induktanssin ja sähköverkon kapasitanssin välillä on mahdollinen ja todella haitallinen, jokseenkin varsin harvinainen ilmiö, joka voi pahimmillaan johtaa laitteiden hajoamisiin ja mittaviin sähkökatkoihin. Reaktoria hankittaessa olisi hyvä tarkastella mahdollisia resonanssitaukoja laitteen sähköverkon sijoituspaikan ja reaktorin välillä.

Kuten jo aikaisemmin kappaleessa 4.1.4 todettiin, tapahtuu reaktorin päälle kytkennässä laitteen sijoituspaikalla jännitteen lasku ja irti kytkennässä taasen jännitteen nousu. Ilmiö voi olla haitallinen, jos jännitteen vaihtelu on liian suuri. Tämä asia on siis otettava kompensointilaitteen mitoituksessa huomioon, kuten myös reaktorin irtikytkenässä tapahtuva induktiivisen virran katkaisu, joka saattaa rasittaa laitteita. Virran katkaisuun kannattaakin hankkia tarvittaessa vaimennusvastukset, jolloin laitteen sähköverkosta irrottamisessa virran ja jännitteen muutosilmiöt tasaantuvat.

#### 4.1.6 Laitteistovaihtoehdot

Valittavissa olevia reaktorivaihtoehtoja kaupunkialueelle on lähtökohtaisesti kaksi eli ilmasydäminen ja öljyeristeinen reaktori. Vaihtoehtoista ilmasydäminen reaktori tarvitsee liittää 20 kV:n jännitteeseen ja lähtökohtaisesti öljyeristeinen reaktori kannattaa liittää 110 kV:n jännitteeseen. Tarkastellaan seuraavaksi näiden kahden erityyppisen ratkaisun mitoitukseseen liittyviä asioita sekä niiden hyviä ja huonoja puolia.

Koska ilmasydäminen reaktori on asennettava 20 kV:n jännitetasoon, tulee laite sähköasemalla päämuuntajan kuormaksi. Tämä aikaansaa sen, että päämuuntajan käytettävissä oleva vapaa muuntokapasiteetti laskee reaktorin tehon verran. Tämä voi olla huono asia tapauksessa, jossa muuntajan syöttämän sähköverkon kuorma kasvaisi tulevaisuudessa, välttämättä muuntokapasiteettia ei olisi tarjolla riittävästi ja tämä johtaisi pakolliseen uuteen päämuuntajainvestointiin. Tällä hetkellä voidaan todeta, että sähköasemien päämuuntajilla on yleisesti hyvin vapaata kapasiteettia jäljellä. Koska reaktorin kytkentä laskee jännitettä kytkentäpaikassa, joka heijastuu myös muualle sähköverkkoon, ei kytkettävä reaktori saa olla kooltaan liian iso. Seuraavalla kaavalla voidaan arvioida kuinka paljon jännite laskee kytkentäpaikassa suhteellisesti ennen kytkentää olevaan arvoon verrattuna. [11]

$$U_{\Delta} = \frac{Q_R}{S_K} \quad (21)$$

missä

$U_{\Delta}$  on jännitteen suhteellinen muutos

$Q_R$  on reaktorin kuluttama loisteho

$S_{KO}$  on kytkentäpisteen oikosulkuteho

Reaktorin kytkennästä johtuvaa jännitteen laskua 20 kV:n kiskossa ei olisi hyvä päästää yli suosituksen mukaisen kahden prosentin. Tampereen Sähköverkko Oy:n sähköasemien päämuuntajien toisiopuolen oikosulkutehot ovat suuruudeltaan noin 150 MVA:sta 230 MVA:n, jolloin ilman haitallisen suuria jännitemuutoksia voidaan 20 kV:n kiskoon liittää reaktoreita suuruudeltaan noin 3 Mvar:sta 4,6 Mvar:iin kiskon oikosulkutehosta riippuen. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että jos halutaan käyttää ratkaisussa ilmasydämissä 20

kV:n reaktoreita, tarvitsee niitä hankkia sähköverkolle useita. Kaapelointivaihtoehto 1 tapauksessa reaktoreita tarvittaisiin noin viisi kappaletta. Näin monelle reaktoriyksikölle voi olla vaikea löytää sopivia sijoituspaikkoja Tampereen Sähköverkko Oy:n sähköasemilta, varsinkin, kun voimakkaampien magneettikenttävaikutuksiensa johdosta reaktori tarvitsee enemmän tilaa ympärilleen kuin öljyeristeinen ratkaisu.

Yhtenä vaihtoehtona olisi ilmasydämisten reaktoreiden yhteydessä hankkia reaktoreille oma päämuuntaja. Kun reaktoreita syötettäisiin vain omalla muuntajalla, ei jännitteen laskusta 20 kV:n kiskossa tarvitsisi olla niin tarkkana. Näin voitaisiin hankkia jonkin verran isompia 20 kV:n reaktoriyksiköitä. Tosin erillisen päämuuntajan hankinta nostaa investoinnin kustannuksia merkittävästi, joka taas pienentää hyötyä yleisesti halvemman ilmaeristeisen reaktorin ja öljyeristeisen reaktorin välillä. Toisena vaihtoehtona olisi sähköasemasaneerauksen yhteydessä hankkia päämuuntaja, jossa on reaktorin liittämiseen tarkoitettu tertiäärikäämi. Tämä voisi olla varsin kustannustehokas tapa toteuttaa kapasitiivisen loistehon kompensointia, mutta tämä tapa tulee kannattavaksi vain tapauksessa, jossa sähköaseman päämuuntajan vaihto tulee muuten kuin reaktorin hankinnan kautta eteen.

Öljyeristeisen reaktoriratkaisun hyvänä puolena voidaan pitää sitä, että kun reaktorin liityntä tehdään suoraan 110 kV:iin, saadaan mahdollisuus hankkia huomattavasti suurempitehoisia yksiköitä kuin 20 kV:n verkkoon. Syynä tähän on se, että 110 kV:n oikosulkuteho on huomattavasti suurempi kuin 20 kV:n sähköverkon. Myöskin kyseisen liittymän ansiosta sähköaseman päämuuntajaa ei tarvitse kuormittaa reaktoriteholla. Helen Sähköverkko Oy:llä on ollut Helsingissä käytössään noin vuoden yksi 30 Mvar:n öljyeristeinen reaktori, joka on liitetty 110 kV:n sähköverkkoon. Kyseinen laite ei ole aiheuttanut ongelmia kytkentätilanteissa. Apuna laitteen kytkennässä on synkronikatkaisija ja tarvittaessa kytkettävää loistehoa voidaan vielä rajoittaa reaktorin käämikytkimellä. Hyvänä puolena voidaan pitää myös öljyeristeisten reaktoreiden tilantarvetta suhteessa tehoonsa, koska laitteisto vie sähköasemalta vain yhden päämuuntajan suuruisen tilan.[2]

Öljyeristeisen reaktorin lähtökohtainen huono puoli on sen hankintakustannus suhteessa ilmasydämiseen ratkaisuun. Myös huollon tarve on lähtökohtaisesti isompi. Luvussa 4.1.7 tarkastellaan kaupunkialueen reaktorivaihtoehtoilla saatavaa kustannussäästöä ja eri reaktoreiden kustannuksia.

#### **4.1.7 Laitteistojen teknistaloudellinen tarkastelu**

Investointipäätöksen tekemiseen vaikuttaa suurilta osin sen kannattavuus. Tässä luvussa on tarkoitus käydä läpi loistehon tuoton ylitysten kustannuksia, joita muodostuu Tampereen Sähköverkko Oy:lle nykytilanteessa ja tulevaisuudessa mahdollisesti tapahtuvilla sähköverkon muutoksilla. Näiden lisäksi tarkastellaan kuinka erilaisilla reaktoreilla saa-



daan aiheutuvia kustannuksia pienennettyä. Jotta saamme kokonaiskuvan reaktori-investoinnin kannattavuudesta, käydään tässä luvussa karkealla tasolla myös läpi eri reaktori-kokojen aiheuttamia investointikustannuksia.

Taulukkoon 41 on koottu vuoden 2014 käyttötunneilla ja uuden kantaverkkosopimuksen hinnoittelulla syntyvät sellaiset kustannukset kuukausittain, jotka muodostuvat kaupunkialueella loistehon antorajan ylityksistä. Taulukon 41 laskennassa on otettu huomioon kantaverkkosopimuksen mukaisella hinnoittelulla myös Naistenlahden ja Lielahden voimalaitosten loistehon kulutus, jolloin saadaan aikaan arvio loistehon ylityksistä koituvista kokonaiskustannuksista. Laskennassa on käytetty loistehon tehomaksuna 1000 €/Mvar ja energiamaksuna 5 €/Mvarh. Taulukossa 41 ei ole vielä huomioitu suunniteltujen maakaapelointien aiheuttamaa kustannusten nousua, vaan tätä tarkastellaan myöhemmin tässä luvussa.

**Taulukko 41.** Vuoden 2014 loistehon ylitysten kustannus uuden sopimuksen mukaisesti, jos voimalaitokset eivät olisi kuluttaneet loistehoa.

2014 Kuukausi	Loisteho (Mvar)		Loisenergia (Mvarh)		Kokonais- kustannus (€)
	suurin ylitys	31:ksi suurin ylitys	kokonaisylitys	kustannuksia aiheuttava ylitysenergia	
Tammikuu	2	0	3	0	0
Helmikuu	2	0	7	0	0
Maaliskuu	4	0	48	1	353
Huhtikuu	8	2	144	30	1819
Toukokuu	11	6	472	285	12524
Kesäkuu	14	8	992	930	18828
Heinäkuu	10	5	374	215	11483
Elokuu	8	2	153	25	1995
Syyskuu	9	3	232	87	3904
Lokakuu	5	2	145	40	2651
Marraskuu	3	0	42	1	224
Joulukuu	2	0	48	3	485
<b>Yhteensä</b>			<b>2660</b>	<b>1615</b>	<b>54266</b>

Edellisessä taulukossa 41 kuukauden loistehomaksun määräävä ylitys on tummennettu selvyiden vuoksi. Loistehomaksu määräytyy kuukauden suurimman ylityksen mukaan, kun loistehorajan ylitys on kaksinkertainen. Vuonna 2014 kaupunkialueen loistehoraja oli 9,43 Mvar. Koska kesäaikaan tapahtuu loistehorajan kaksinkertaista ylittymistä, ovat kyseisten kuukausien kokonaiskustannuksetkin suuria. Muina vuodenaikoina loistehon ylityksistä kertyvät maksut pysyvät kohtuullisina.

Vuodessa kertyvä kokonaiskustannus on jo nyt todella merkittävä ollen yli 54 000 euroa. Kun verrataan saatua arvoa taulukosta 11 saatuun vuoden 2014 kokonaiskustannukseen,

joka on 19 513 euroa, huomataan, että käyttämällä voimalaitoksia loistehon kulutuksessa, on tässä laskentaesimerkissä saatu aikaan noin 34 000 euron vuosisäästöt. Myös jatkossa tarkastelu on haluttu tehdä niin, että myös voimalaitoksissa kulutettu loisteho näkyy kustannuksina uuden kantaverkkosopimuksen hinnoittelulla.

Taulukkoon 42 on laskettu samalla tavalla kuin taulukkoon 41, loistehon ylitysten aiheuttamat kustannukset kantaverkkoyhtiön uuden sopimuksen hinnoittelulla vuonna 2014 ja vuoden 2015 tammikuusta syyskuuhun saakka, ilman reaktoria ja 5 Mvar:n reaktorilla.

**Taulukko 42.** Vuosien 2014 ja 2015 (tammikuu-syyskuu) loistehon ylitysten kustannus ilman reaktoria ja 5 Mvar:n reaktorilla.

	Kustannus (€)	
	Ilman reaktoria	5 Mvar reaktorilla
<b>2014</b>	54226	4578
<b>2015 (tammikuu-syyskuu)</b>	86119	18059

Laskennallinen säästö 5 Mvar:n reaktorilla on merkittävä, koska säästöä kertyy molemmilla tarkastelujaksoilla yli 49 000 euroa. Vuoden 2015 tammikuu-syyskuu välinen tarkastelujakso osoittaa myös sen, että 5 Mvar:n reaktori alkaa olemaan liian pieni nykyhetken sähköverkon loistehotilanteeseen nähden.

Ilmasydämisen noin 5 Mvar:n reaktorin hankintakustannus katkaisijalaitteineen on suurusluokaltaan noin 110 000 euron investointi. Hintatietona on käytetty reaktorivalmistajalta saatua arviohintaa sekä katkaisijakojeen hinnoittelussa on käytetty avuksi Energiamakkinaviraston julkaisemaa ”Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016-2023”-luetteloa. Investoinnin kustannusarvio on vain suuntaa antava, mutta silti se osoittaa, että, jos voimalaitosten kuluttama loisteho on hinnoiteltu yhtä kalliiksi kuin kantaverkkoyhtiön sopimuksessa se hinnoitellaan, tulee investointi kompensointiin hyvin nopeasti maksamaan itsensä takaisin. Huomioitavaa on myös se, että investointi nostaa verkon arvoa ja tätä kautta sähköverkkoyhtiö saa periä asiakkailtaan tuottoa investoinnista. Koska investointipäätöstä ei kuitenkaan kannata tehdä pelkästään tämän hetken tilanteen perusteella, selvitetään seuraavaksi sähköverkolla tulevaisuudessa tapahtuvien mahdollisten muutosten kustannusvaikutuksia reaktoreilla tai ilman.

Taulukossa 43 on esitetty kaapelointilisäysvaihtoehdon 1 tuottaman loistehon eli 17,88 Mvar:n kustannusvaikutus maksettaviin loistehon ylitysmaksuihin uuden kantaverkkosopimuksen mukaisena. Laskennassa on tuotu esiin kustannukset koko vuoden 2014 osalta sekä vuoden 2015 osalta tammikuusta syyskuun loppuun saakka toteutuneilla verkon käyttötunneilla ilman reaktoria sekä kolmella eri reaktorivaihtoehdolla.

**Taulukko 43.** *Vaihtoehdon 1 mukaisilla kaapelointimuutoksilla loistehon ylitysten aiheuttamat kustannukset (€) vuosien 2014 ja 2015 (tammikuu-syyskuu) käyttötunneilla ja eri reaktorin kokoluokilla.*

	Reaktorin teho			
	Ilman reaktoria	15 Mvar	20 Mvar	25 Mvar
<b>2014</b>	618560	120508	27727	1412
<b>2015 (tammikuu-syyskuu)</b>	558711	148626	48552	4701

Loistehon ylityksistä maksettavat kulut nousevat molempina tarkasteluvuosina yli 600 000 euroon vuodessa, koska vuodelta 2015 puuttuu vielä kolmen kuukauden kustannukset. Taulukko 43 osoittaa myös sen, että kaikkien vaihtoehdon 1 mukaisten kaapelointien toteutuessa, 20 Mvar:n reaktori on liian pieni teholtaan. Loistehosta koituvat maksut saadaan hyvään hallintaan vasta 25 Mvar:n reaktorilla. Taulukossa 44 on laskettu suurusluokaltaan 25 Mvar:n reaktoritehon investointihinta ilmasydämisillä reaktoreilla ja öljyeristeisellä reaktorilla.

**Taulukko 44.** *Ilmasydämisten reaktoriratkaisujen ja öljyeristeisen reaktoriratkaisun kustannusvertailu 25 Mvar:n reaktoriteholla. [3]*

Ilmasydäminen reaktoriratkaisu 20 kV				Öljyeristeinen reaktoriratkaisu 110 kV			
Komponentti	Yksikkö kustannus (€)	Tarvittava määrä (kpl)	Kokonaiskustannus (€)	Komponentti	Yksikkö kustannus (€)	Tarvittava määrä (kpl)	Kokonaiskustannus (€)
Ilmaeristeinen 2-kiskokojeiston kenttä	34 600	6	207 600	Kaasueristeinen 2-kiskokojeiston kenttä	361 300	1	361 300
4-5 Mvar reaktori	70 000	6	420 000	25 Mvar reaktori	650 000	1	650 000
<b>Yhteensä</b>			<b>627 600</b>	<b>Yhteensä</b>			<b>1 011 300</b>

Taulukon 44 komponenttien hinnoittelussa on käytetty reaktorivalmistajilta saatuja arviohintoja sekä kiskokojeiden hinnoittelussa on käytetty avuksi Energiamakkinaviraston julkaisemaa ”Verkkokomponentit ja yksikkö hinnat 2016-2023”-luetteloa. Ilmasydäminen reaktoriratkaisu on lähtökohtaisesti huomattavasti halvempi ratkaisu, kuin öljyeristeinen vaihtoehto. Ongelmaksi Tampereen Sähköverkko Oy:n tapauksessa muodostuukin todennäköisesti kappaleessa 4.1.6 käsitelty tilan puute monelle erilliselle reaktoriyksikölle. Jos öljyeristeinen reaktori asennetaan ilmaeristeiselle 110 kV:n kiskostolle kaasueristeisen sijaan, saadaan arviolta noin 50 000 euron säästöt.

Kun taulukosta 43 saatavaa laskennallista säästöä verrataan taulukon 44 investoinnin kustannuksiin 25 Mvar:n reaktorilla, voidaan todeta laitteiden hankinnan olevan kannattavaa. Takaisinmaksuaika öljyeristeisellä reaktoriratkaisulla on noin kaksi vuotta, kun mitään

korkoa ei ole laskettu investoinnille. Tämä tarkoittaa sitä, että kun korko lasketaan mukaan, nostaa se hieman takaisinmaksuaikaa. Lisäksi tässäkin tapauksessa sähköverkkoyhtiön sähköverkon arvo nousee investoinnin myötä, joka mahdollistaa sähköverkon ylläpidosta perittävän tuoton nostamista.

Taulukossa 45 on esitetty kaapelointivaihtoehdon 2 tuottaman loistehon eli 34,07 Mvar:n kustannusvaikutus maksettaviin loistehon ylitysmaksuihin uuden kantaverkkosopimuksen mukaisena. Laskennassa on tuotu esiin kustannus koko vuoden 2014 osalta sekä vuoden 2015 osalta tammikuusta syyskuun loppuun saakka toteutuneilla verkon käyttötunneilla ilman reaktoria sekä viidellä eri reaktorin kokovaihtoehdolla.

**Taulukko 45.** *Vaihtoehdon 2 mukaisilla kaapelointimuutoksilla loistehon ylitysten aiheuttamat kustannukset (€) vuosien 2014 ja 2015 (tammikuu-syyskuu) käyttötunneilla ja eri reaktorin kokoluokilla.*

	Reaktorin teho					
	Ilman reaktoria	20 Mvar	25 Mvar	30 Mvar	35 Mvar	40 Mvar
<b>2014</b>	1331615	474612	306452	145553	37768	2706
<b>2015 (tammikuu-syyskuu)</b>	1135640	444266	303915	172734	68031	8851

Maakaapeloinnin aikaansaama 34,07 Mvar:n loistehon lisäys aiheuttaa todella merkittäviä kustannuksia sähköverkkoyhtiölle. Jos päätetään lisätä kaikki vaihtoehdon 2 mukaiset kaapeloinnit, eikä samaan aikaan investoida reaktorikapasiteettiin, koituu maksettavaa vuodessa yli 1 300 000 euroa. Myöskin, jos kaapelointivaihtoehdot 1 toteutuessa olisi investoitu 25 Mvar:n reaktoriin, ei käytettävissä oleva reaktoriteho olisi riittävä, kun toteutetaan vaihtoehdon 2 mukaiset kaapelointilisäykset, koska loistehon vuosimaksut olisivat 300 000 euron luokkaa. Kohtuullinen vuosikustannustaso saavutetaan vasta suoruusluokaltaan 40 Mvar:n reaktoriteholla.

Taulukkoon 46 on koottu 40 Mvar:n reaktoritehon investointikustannus niin, että ensin olisi investoitu 25 Mvar:n öljyeristeiseen reaktoriin. Tämän jälkeen olisi vielä hankittu erillisiä 4–5 Mvar:n ilmasydämissä reaktoreita kolme kappaletta sellaisille sähköasemille, joihin suurempitehoisia 20 kV:n reaktoreita voidaan oikosulkutehojen mukaan sijoittaa. Kustannuslaskennassa on käytetty, saman tapaan kuin edellä, reaktorivalmistajien antamia arvioita sekä Energiamarkkinaviraston komponenttien yksikköhintoja.

**Taulukko 46.** Kustannuslaskenta 40 Mvar:n reaktoritehon investointiin. [3]

<b>Öljyeristeinen reaktoriratkaisu 110 kV</b>			
<b>Komponentti</b>	<b>Yksikkö kustannus (€)</b>	<b>Tarvittava määrä (kpl)</b>	<b>Kokonais- kustannus (€)</b>
Kaasueristeinen 2-kiskokojeiston kenttä	361 300	1	361 300
25 Mvar reaktori	650 000	1	650 000
<b>Yhteensä</b>			<b>1 011 300</b>
<b>Ilmasydäminen reaktoriratkaisu 20 kV</b>			
<b>Komponentti</b>	<b>Yksikkö kustannus (€)</b>	<b>Tarvittava määrä (kpl)</b>	<b>Kokonais- kustannus (€)</b>
Ilmaeristeinen 2-kiskokojeiston kenttä	34 600	3	103 800
4-5 Mvar reaktori	70 000	3	210 000
<b>Yhteensä</b>			<b>313 800</b>
<b>Kokonaiskustannus</b>			<b>1 325 100</b>

Taulukon 46 mukaisesti 40 Mvar:n reaktoritehon kokonaiskustannukseksi kertyy hieman alle 1 350 000 euroa. Toisena vaihtoehtona olisi hankkia esimerkiksi kaksi öljyeristeistä, suurusluokaltaan 25 Mvar:n reaktoria, jolloin saataisiin kokonaiskompensointiloistehoksi 50 Mvar, mutta samalla hankintakustannukset nousisivat noin 2 000 000 euroon. Valitseepa edellisistä vaihtoehtoista kumman tahansa, takaisinmaksuajan pitäisi olla kohtuullisen lyhyt. Karkeasti arvioituna kohtuullisena takaisinmaksuaikana voidaan pitää kahdesta kolmeen vuotta, kun otetaan huomioon myös rahoituksen korkomaksut. Investointia hankittaessa on kuitenkin muistettava, että tässä esitetyt investoinnin kustannuslaskelmat ovat lähinnä suuntaa antavia ja ne voivat muuttua monen tekijän vaikutuksesta merkittävästikin.

Kaikkiaan näyttäisi siltä, että valittaisiinpa kaapelointivaihtoehtoista kumpi tahansa, reaktoritehon hankinta tulee kannattavaksi ja välttämättömäksi. Investointi olisi lähtökohdaisesti tarpeellista tehdä jo nyt, jos uuden kantaverkkosopimuksen hinnoittelu olisi voimassa ja voimalaitoksilla ei pystyisi kuluttamaan ylimääräistä loistehoa.

#### 4.1.8 Suositeltava loistehon kompensointiratkaisu

Kaupunkialueen sähköverkossa syntyy jo tällä hetkellä loistehon ylityksistä niin suuri laskennallinen kustannus uudella voimaanastuvalla kantaverkkosopimuksella, että jos kyseinen sopimus olisi voimassa, tarve kapasitiivisen loistehon kompensoinnille olisi selvä. Laskennallinen loistehon ylityksistä koituva vuosikustannus olisi ilman reaktoria

kaupunkialueen osalta arviolta 30 000–40 000 euroa vuodessa, kun käytetään kantaverkkosopimuksessa esitettyjä ylitysmaksuja eli 1000 €/Mvar ja 5 €/Mvarh. Kyseisessä nykyhetken vuosikustannuksen arviossa on huomioitu se, että sähköverkon alueella olevilla voimalaitoksilla kompensoitaisiin ylimääräistä loistehoa mahdollisuuksien mukaan niiden käytössä oloaikana. Näin loistehon vuotuinen ylityskustannus muodostuisi pääosin vain kesäaikaan. Onkin erittäin tärkeätä kustannusnäkökulmasta, uuden kantaverkkosopimuksen voimaanastumisen jälkeen, että voimalaitosten mahdollisuudet kompensoida ylimääräistä loistehoa hyödynnetään kokonaisuudessaan sellaisissa tilanteissa, kun reaktoria ei ole vielä saatu hankittua.

Reaktori olisi viimeistään hyvä saada kaupunkialueen sähköverkon käyttöön tilanteessa, jolloin suunnitelluista 110 kV:n maakaapelihankkeista otetaan muutaman kilometrin pituinen yhteys käyttöön. Tällainen reaktorin vaativa tilanne syntyy esimerkiksi silloin, kun Naistenlahden ja Nurmin sähköaseman 110 kV:n välinen kaapelointi toteutuu. Ensimmäisenä sähköverkolle kannattaa hankkia kokoluokaltaan 25–30 Mvar:n reaktori, koska tämän loisteho riittää todennäköisesti sekä nykyhetken tarpeisiin että tulevaisuudessa todennäköisesti toteutettavien kaapelointien kompensointiin. Jos reaktoria ei ole käytettävissä taulukon 26 kaapelointien toteutuessa, nousevat loistehon ylityksistä aiheutuvat vuosikustannukset helposti satoihin tuhansiin euroihin, vaikka voimalaitosten loistehon säätöä käytettäisiinkin.

Tilanteissa, joissa aikaisemmin hankittu 25–30 Mvar:n reaktori ei enää riitä kompensoimaan ylimääräistä loistehoa, kannattaa ensisijaisesti lähteä selvittämään pienempien kompensointiyksiköiden sijoittamista sähköasemille. Tämä tulee todennäköisesti edullisemmaksi vaihtoehdoksi kuin toisen suurempitehoisen yksikön hankinta. Mahdollisen ilmasydämisen 4–5 Mvar:n reaktorin hankinnan voisi aina tarpeen mukaan yhdistää esimerkiksi uuden maakaapeliyhteyden käyttöönottoon. Näin myös kustannus reaktorista kohdistuisi aiheuttajalle.

Suosituksena voidaankin esittää, että Tampereen Sähköverkko Oy:n kannattaisi ensin lähteä suunnittelemaan 110 kV:n öljyeristeen, suuruudeltaan 25–30 Mvar:n reaktorin hankkimista sähköverkolle. Reaktorin katkaisijaksi kannattaa valita synkronikatkaisija, lisäksi reaktorissa on myös hyvä olla loistehon säätömahdollisuus esimerkiksi käämikytkimellä. Näin reaktori voidaan kytkeä sähköverkkoon vähäisemmin rasituksin ja mahdollistetaan reaktorin käyttö pienemmällä loisteholla. Kyseisellä investoinnilla päästään eroon kantaverkkoyhtiölle maksettavista loistehon ylitysmaksuista ja voimalaitoksille korvattavasta loistehon säädöstä sekä mahdollistetaan taulukon 26 kaapelointimuutokset ilman loistehon ylitysmaksuja. Koska investoinnin suunnittelussa menee aikaa, on myös erittäin tärkeätä hyödyntää suunnittelun aikana kertyvä loistehon mittaustieto, ennen kuin tehdään lopullinen päätös reaktorikoosta.

Jos sähköverkon muutosten johdosta jo hankittu reaktoriteho osoittautuu riittämättömäksi, kannattaa lähtökohtaisesti suunnitella pienempitehoisten, ilman säätömahdollisuutta olevien, ilmasydämisten reaktoreiden hankintaa. Todennäköisesti näillä saadaan katettua tarvittava loistehon lisäys matalammin investointikustannuksin, kuin, että hankittaisiin toinen säädettävä öljyeristeinen reaktori.

## 4.2 Multisillan kompensointilaitteisto

Koska myös Multisillan kantaverkon liittymispisteessä on ollut ongelmia kantaverkkosopimuksen loistehorajojen noudattamisessa, mitoitetaan tässä työssä myös Multisiltaan reaktorin kokoa. Kun mitoitusasiat on saatu käsiteltyä, käydään läpi sellaisia kompensointilaitteistovaihtoehtoja, joita kohteessa voisi käyttää sekä mietitään investoinnin kannattavuutta. Lopuksi vielä esitetään johtopäätökset siitä, mitä Multisillan liittymispisteen kompensoinnin osalta voidaan tehdä.

### 4.2.1 Laitteiston loistehon mitoitus

Aikaisemmin Multisillan liittymispisteen loistehorajoja tutkittaessa kävi ilmi, että ylitykset eivät ole tehoiltaan suuria, mutta määrällisesti niitä on paljon. Suurin vuoden 2014 loistehorajan ylitys oli 0,87 Mvar ja vuoden 2015 suurimmaksi ylitykseksi jäänee todennäköisesti 0,91 Mvar. Alueella ei ole suunnitteilla suuria sähköverkkoon vaikuttavia muutoksia, eli verkon loistehon tuotto ei ole tämän vuoksi nousussa lähitulevaisuudessa. Tästä syystä reaktorin koon mitoitus voidaan tehdä tämän hetken loistehojen ylitysten perusteella.

Koska loistehon ylitykset Multisillassa ovat tasoltaan varsin pieniä, lähdetään mitoituksessa siitä, että mahdollisesti hankittavalla loistehon kompensointilaitteistolla pystyisi saamaan kaikki maksulliset ylitykset pois. Tässäkin mitoituksessa tulee kustannusten osalta huomioda kantaverkkosopimuksen mahdollistama kuukausittainen kolmenkymmenen suurimman loistehon ylitystunnin poisjättäminen. Loistehorajan kaksinkertaisia ylityksiä tapahtui Multisillassa vuosina 2014 ja 2015 eli nämä tunnit olisi otettava voimaantulevan sopimuksen mukaisesti kustannuslaskennassa huomioon. Reaktoritehon mitoitus voidaan kuitenkin tehdä niin, että suurimman loistehon ylityskuukauden kolmeakymmentä suurinta tuntia ei oteta huomioon, koska loistehon suurimmat ylitykset ylittävät kaksinkertaisen loistehorajan vain niukasti. Tämä tarkoittaa sitä, että pienikin reaktoriteho pudottaa suurimmat ylitykset alle kaksinkertaisen loistehorajan.

Vuoden 2014 suurin kuukausikohtainen loistehomaksun määräävä ylitys oli 0,63 Mvar. Vuonna 2015 loistehomaksun määräävä kuukausikohtainen loistehorajan ylitys kasvoi ja oli tämän työn kirjoittamishetkellä 0,66 Mvar. Loistehomaksun määräävistä ylityksistä voimme päätellä, että jos Multisiltaan asennetaan suuruusluokaltaan 0,7 Mvar:n reaktori, ovat loistehorajan ylitykset jatkossa niin pieniä, ettei kustannuksia verkkoyhtiölle pitäisi muodostua.

### 4.2.2 Laitteistovaihtoehdot

Multisillan sähköasemalle voisi yhtenä kompensointilaitteistovaihtoehtona hankkia noin 1–2 Mvar:n ilmasydämisen reaktorin 20 kV:n jännitetasoon. Ilmasydämistä ratkaisua tukee ennen kaikkia sen huomattavasti halvempi hankintahinta verrattuna öljyeristeiseen vaihtoehtoon. Reaktori kannattaa hieman ylimitoittaa nykyiseen tarpeeseen nähden, koska tarkastelun mukaan näyttäisi siltä, että Multisillassa loistehonantorajan ylitykset ovat pienessä kasvussa vuosittain. Näin reaktori riittää kuluttamaan ylimääräisen loistehon Multisillan sähköverkon alueelta myös tulevaisuudessa. Ja vaikka kompensointilaitteisto hankitaan hieman isompana, kuin se välttämättä tällä hetkellä tarvittaisiin, ei sen hankintakustannus eroa niin merkittävällä tavalla, että kannattaisi valita pienempitehosempi laitteisto. Laitetta käytettäisiin omalla 20 kV:n katkaisijalla.

Toisena loistehon kompensointivaihtoehtona olisi hankkia Multisillan sähköaseman lähdöille muutama kappale muuntaja-kuristimia. Multisillan sähköaseman lähdöistä pitäisi valita ne, joissa kapasitiivista loistehoa syntyy eniten ja sijoittaa muuntaja-kuristin sopivaan paikkaan sähköverkolle, niin, että sen toimintaedellytykset täyttyvät. Muuntaja-kuristinratkaisua ja sen toimintaedellytyksiä käsitellään tarkemmin maaseutualueen kompensointilaitteita käsittelevässä luvussa 4.3.5. Multisillan sähköverkolle tarvittaisiin arviolta 3–4 kappaletta 200 kvar:n muuntaja-kuristimia, jotta loistehorajan ylityksistä päästäisiin kokonaan eroon.

### 4.2.3 Laitteiston teknistaloudellinen tarkastelu

Ilmasydämisen 20 kV:n reaktorilaitteiston hankintahinnaksi voidaan arvioida noin 100 000 euroa, kun reaktorille hankitaan myös uusi 20 kV:n katkaisija. Hinta on sinänsä arvio ja perustuu Energiamakkinaviraston julkaisemaan ”Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016–2023”-luetteloon. Koska kyseessä on hinta-arvio, voivat investointikustannukset poiketa suurestikin esitetystä arviosta.

Muuntaja-kuristin on hinnaltaan noin kaksi kertaa tavallista perusmuuntajaa kalliimpi. Laitte, joka on varustettu 200 kvar:n loisteholla ja 500 kVA:n näennäisteholla, maksaa asennettuna arviolta noin 20 000 euroa. Tämän lisäksi muuntaja-kuristin tarvitsee uuden suurempikokoisen puistomuuntamorakennuksen isomman kokonsa johdosta. Kyseisen rakennuksen arviohintaa asennettuna on noin 25 000 euroa. Kokonaisuutena tarvittavan neljän muuntaja-kuristimen kustannus liikkuu siis 180 000 euron suuruusluokassa. Merkittävästi halvemmalla päästään, jos muuntaja-kuristimille löydetään sähköverkolta sellaiset paikat, joissa ei tarvita uusia puistomuuntamorakennuksia.

Reaktoritehoon investoimalla voi Multisillan osalta säästää vuodessa noin 8000 euroa. Kompensointilaitteiden takaisinmaksuaika liikkuu tällöin yli kymmenestä vuodesta jopa kahteenkymmeneen vuoteen, valittavasta laitteistosta riippuen. Tässä arviossa ei ole huo-



mioitu rahoituksen korkokuluja. Laitteiden käytössä syntyy myös pätötehohäviöitä ja laitteet tarvitsevat vuosittain huoltoja, jotka myös molemmat aiheuttavat verkkoyhtiölle kustannuksia. Kompensointiin tehtävä investointi kuitenkin nostaa verkkoyhtiön verkon arvoa, jonka kautta verkkoyhtiö saa kerättyä tuottoa hankittujen laitteiden johdosta asiakailtaan.

#### **4.2.4 Suositeltava loistehon kompensointiratkaisu**

Multisillan loistehon antorajan ylitysten kustannukset jäävät tämänhetkisen tilanteen mukaan vuodessa noin 6000 euroon, kun asiaa tarkastellaan uudella voimaan astuvalla kantaverkkosopimuksella. Tämä kustannustaso ei siten mahdollista mittavien investointien tekemistä. Myöskään tulevaisuudessa ei näy sellaisia syitä, jotka nostaisivat tämänhetkistä loistehon ylityskustannusta merkittävästi, koska Multisillan sähköverkkoon ei suunnitella mittavia muutoksia. Tämän hetken tietojen pohjalta ei Multisillassa kannata tehdä muutoksia loistehon kompensointiin.

Loistehon ylityksistä kertyviä kustannuksia on Multisillassa kuitenkin syytä seurata ainakin vuodenajoittain ja mieluummin kuukausittain, jotta mahdolliset muutokset kustannuksissa tulevat huomioitua ajoissa. Näin poikkeamiin päästään puuttumaan niin, että verkkoyhtiölle ei muodostu loistehon ylityksistä korkeaa vuosikustannusta. Lisäksi saadaan huomattavasti aikaisemmin investoinnin suunnittelu käyntiin, joka säästää tulevia kustannuksia.

Jos Multisiltaan aloitetaan suunnittelemaan kompensointilaitteistoa loistehon kustannusten vähentämiseksi, kannattaa ensisijaisesti tutkia muuntaja-kuristimien sijoitusmahdollisuuksia nykyisiin muuntamoihin sähköaseman lähdeillä. Tämä tapa on oletettavasti halvempi ja nopeammin toteutettavissa oleva vaihtoehto, kuin reaktorin hankinta sähköasemalle. Toiseksi, jos Multisillan ja Rautaharkon sähköasemien välinen 110 kV:n maakaapelilyhteys toteutuu, jää Multisillan sähköasemalle hankittu reaktori siinä vaiheessa todennäköisesti tarpeettomaksi. Muuntaja-kuristimille löytyy todennäköisesti käyttöä muualla Tampereen Sähköverkko Oy:n alueella, jos niitä ei enää Multisillassa tarvittaisi.

### **4.3 Maaseutualueen kompensointilaitteisto**

Vaikka aikaisemmin luvussa 3.5.3 todettiin, että Tampereen Sähköverkko Oy:n maaseutualueen liittymispisteessä loistehorajan ylityksistä koituvat vuosimaksut jäävät tarkastelussa alle 1500 euron uudella kantaverkkosopimuksella, huomattiin tulevaisuuden tarkastelussa maksujen nousevan todella merkittävästi verkolla tapahtuvan maakaapeloinnin seurauksena. Tästä syystä maaseutualueen kompensointilaitteen mitoitus kannattaakin lähteä tarkastelemaan tulevaisuuden loistehotarpeet huomioiden. Kompensointilaitteen mitoituksen jälkeen käydään läpi, samaan tapaan kuin kaupunkialueen kompensointia tarkasteltaessa, kompensointilaitteiden mahdollisia sijoitusratkaisuja ja mahdollisia ongelmia. Tämän jälkeen esitellään maaseutualueelle mahdolliset kompensointilaiteratkaisut

ja mietitään laitteistoinvestoinnin teknistaloudellista kannattavuutta. Lopuksi vielä sumataan, mitä kapasitiivisen loistehon kompensoinnille kannattaisi Tampereen Sähköverkko Oy:n maaseutualueella tehdä.

### 4.3.1 Laitteiston loistehon mitoitus

Valkeajärven liittymispisteessä tähän mennessä tapahtuneet loistehonantorajan suurimmat ylitykset ovat olleet suuruudeltaan 0,28–0,34 Mvar. Vuosien 2013–2015 kyseisen liittymispisteen loistehoraja oli 0,37 Mvar, joten kaksinkertaisia loistehorajan ylityksiä ei tapahtunut. Tästä syystä riittävä kompensointilaitteisto on suuruudeltaan 0,24 Mvar, kun huomioidaan kolmenkymmen suurimman loistehon ylitystunnin tarkastelusta poisjättämisen mahdollisuus, eikä kustannuksia pitäisi enää tämän jälkeen muodostua.

Suunnitelluilla verkon muutoksilla, arvioitu sähköverkon loistehon tuotto tulee kuitenkin kasvamaan arviolta 2,5 Mvar tulevaisuudessa. Tähän vaikuttavana tekijänä on erityisesti maaseutualueen ilmajohtojen vaihtaminen maakaapeleihin. Koska poistuvien ilmajohtojen loistehon tuotto ja lisättävien muuntajien loistehon kulutus ovat äärimmäisen pieniä, ei niiden vaikutusta kannata huomioida tulevaisuuden loistehon arviossa. Arvio lähivuosien Tampereen Sähköverkko Oy:n maaseutualueen tarvitsemasta kapasitiivisen loistehon kompensointitehosta liikkuu suuruudeltaan 2,8 Mvar:ssa. Arvioon liittyy paljon epävarmuuksia, kuten sähköverkon asiakkaiden loistehon kulutusmuutokset tulevaisuudessa, joita on lähes mahdoton ennakoida, sekä maakaapeloinnin etenemisen nopeus ja sen mahdolliset lisäykset ja muutokset.

### 4.3.2 Mahdolliset sijoituspaikat

Tampereen Sähköverkko Oy:n maaseutualueen tämänhetkinen ainoa sähköasema sijaitsee Teiskossa. Kyseinen sähköasema liittyy omalla ilmajohtoyhteydellään kantaverkkoon Valkeajärvellä. Sähköasemalle saisi asennettua suoraan tarvittavan kokoisen reaktorin 20 kV:n jännitetasoon. Tästä vaihtoehdosta käytetään jatkossa nimitystä keskitetty kompensointi.

Toisaalta kompensointi voitaisiin hajauttaa myös asentamalla pienempitehoisia kuristin- tai muuntaja-kuristinyksiköitä maaseutualueen sähköverkolle. Tässä tapauksessa 20 kV:n lähdöille tulisi useita esimerkiksi 200 kvar:n kuristinyksiköitä, riippuen lähdön tuottamasta ylimääräisestä loistehosta. Tällöin loistehon ylitykset pyrittäisiin kompensoimaan juuri siellä, missä ylimääräinen loisteho syntyykin.

### 4.3.3 Mahdolliset ongelmat

Kompensointiteholtaan oikeankokoisen keskitetyn reaktorilaitteiston hankkiminen voi osoittautua vaikeaksi tehtäväksi. Esimerkiksi, jos nyt hankittaisiin tulevaisuuden arviomitoituksen mukainen 2,8 Mvar:n reaktori, olisi se liian tehokas tällä hetkellä tapahtuville

loistehon ylityksille. Tämä aikaansaisi sen, että Valkeajärven liittymispisteen loistehoikunassa, ylitykset tapahtuisivat reaktorin käytössä ollessa kapasitiivisten ylitysten sijaan induktiivisella loistehon puolella. Kustannuksia kertyisi siis ylityksistä samaan tapaan, kuin ennen reaktorin hankintaa. Jotta ylimääräisiltä kustannuksilta välttyttäisiin, keskitettyyn kompensointilaitteistoon tarvittaisiin siis loistehon säätömahdollisuus, joka nostaa laitteistohankinnan kustannuksia. Todennäköisesti maakaapelointi tulee maaseutualueella jatkumaan vielä tähän mennessä suunniteltujen muutosten jälkeenkin, jolloin keskitetty laitteisto jäisi liian pienitehoiseksi. Lopullista laitteiston tarvekokoa maaseutualueella on tässä vaiheessa todella vaikea määrittää, koska kaikkia ilmajohtoja ei todennäköisesti erilaisista syistä johtuen tulla kaapeloimaan, ja lisäksi sähköverkko muuttuu asiakastarpeiden vaatimusten mukaisesti kokoajan. Keskitetyn kompensoinnin ongelma on myös se, että laitteen vikaantuessa kompensointia ei ole käytettävissä ollenkaan ennen kuin laite saadaan korjattua.

Hajautettua kompensointia käyttämällä päästään eroon laitteiston loistehon mitoitusongelmasta, koska pienempiä yksiköitä hankitaan aina sähköverkon muutosten vaatima tarpeellinen määrä. Kompensointilaitteiden ominaisuuksista johtuen sähköverkon käyttöön saattaa kuitenkin muodostua rajoituksia. Koska esimerkiksi kuristin voi lämmitä liikaa pitkäkestoisen maasulun aikana, jonka johdosta laite voi vioittua. Lisäksi jos kuristimia käytetään myös maasulkuvirrrankompensointiin saattaa yksittäiselle 20 kV:n lähdölle eri sähköverkon kytkentätilanteiden ja käyttötuntien aikana muodostua tilanne, jolloin lähdöllä on liikaa maasulkuvirrrankompensointia. Josta johtuen lähdön katkaisija ei välttämättä toimi vikatilanteessa. Hajautettujen kompensointilaitteiden sijoituspaikkoja määriteltäessä onkin tärkeätä miettiä verkon eri kytkentätilanteiden vaikutusta kompensoinnin kokonaismäärään kussakin tapauksessa, jotta välttytään maasulkuvirran ylikompensoinnilta. Ennen laitteiden hankintaa, on myös syytä selvittää laitteiden tekniset toimintaedellytykset kyseessä olevassa sähköverkossa. [4]

Edellä mainittujen keskitettyyn ja hajautettuun kompensointilaitteeseen liittyvien mahdollisten ongelmien lisäksi kummassakin näistä vaihtoehtoista on lisäksi sellaisia ongelmia, jotka ovat yhteisiä niille molemmille. Näitä ongelmia ovat laitteiden liiallinen lämpeneminen, haitalliset magneettikentät, ääniongelmat sekä mahdolliset haitalliset resonanssi-ilmiöt. Tarkemmin näitä aiheita käsiteltiin jo kaupunkialueeseen liittyvässä luvussa 4.1.5.

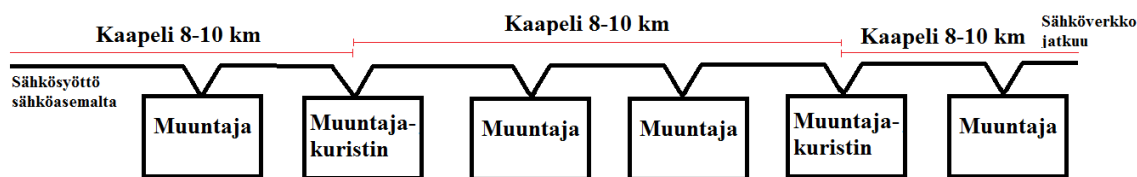
#### 4.3.4 Laitteistovaihtoehdot

Sähköasemalle sijoitettava reaktoriyksikkö voi siis olla lähtökohtaisesti ilmasydäminen tai öljyeristeinen. Tarvittava reaktoriteho 2,8 Mvar on kuitenkin pieni, jolloin todennäköisesti ilmasydäminen reaktoriratkaisu on halvempi vaihtoehto. Kompensointilaitteisto tarvitsee toimiakseen oman 20 kV:n katkaisijan, jonka tarvitsee kestää induktiivisen virran kytkentöjä ja katkaisuja. Koska keskitetyllä kompensointiratkaisulla ei koko reaktori-

ritehoa voida heti kytkeä käyttöön, vaan verkon kaapeloinnin etenemisen mukaan kompensointitehoa on lisättävä, tarvitsee laitteistossa olla säädettävyyttä. Käytännössä säädettävyyden toteuttaminen pilkkomalla reaktorin teho useampaan osaan.

Hajautettuun kompensointiin löytyy kaksi vaihtoehtoa. Sähköverkon lähdölle voidaan sijoittaa joko erillisiä reaktoreita tai muuntaja-kuristimia. Erillinen reaktori voisi verkolla olla esimerkiksi muuntajan läheisyydessä omassa puistomuuntamorakennuksessaan. Reaktori mitoitettaisiin kompensoimaan aina halutun johto-osuuden loisteho. Muuntaja-kuristinratkaisu on kustannustehokkaampi, kuin edellä esitetty reaktoriratkaisu, koska erillinen reaktori tarvitsee oman puistomuuntamorakennuksen, kytkinlaitteet sekä kaapelointiliittymän sähköverkkoon.

Muuntaja-kuristinratkaisussa laite sijoitetaan sellaisiin paikkoihin, joissa olisi muutenkin 20 kV / 400 V muuntamo. Kuristimen mitoitus on käytännössä sellainen, että se kompensoi aina halutun maakaapeliosuuden loistehon. Esimerkkinä voidaan käyttää ABB:n luomaa mallia, jolla voidaan kompensoida 8–10 kilometrin maakaapeloinnin tuottama loisteho. Tällä ratkaisulla kuristinosan loistehon mitoitus on 200 kvar ja muuntaja voi olla tarpeiden mukaan 100, 200 tai 500 kVA. Muuntaja-kuristinten sijoittelusta sähköverkon yksittäisellä lähdöllä tulee siis seuraavan kuvan 20 mukainen. [5]



**Kuva 20.** Muuntaja-kuristinten sijoitus sähköverkolla.

ABB:n 200 kVA:n muuntaja-kuristimen tekniset tiedot löytyvät tämän työn liitteistä 4 ja 5. Tapauksissa, joissa sähköverkolla asiakkaiden loistehon kulutus on pientä, voidaan muuntaja-kuristimia laittaa tiheämpään verkolle kuluttamaan loistehoa kuin tapauksissa, joissa asiakkaat kuluttavat enemmän loistehoa. Tosin näin toimiessa tulee laitteen soveltuvuutta tarkastella tapauskohtaisesti, jotta sähköverkkoon ei aiheudu ongelmia ja verkon suojaus toimii oikein. [4]

Koska maakaapelointi kasvattaa myös sähköverkon maasulkuvirtaa, on muuntaja-kuristimeen rakennettu lisäksi maasulkuvirran kompensointitoiminto. Näin saadaan samalla pienennettyä myös maasulkujen aiheuttamia pikajälleenkytkentöjä sekä transientti-ilmiöiden jännitemuuntajille aiheuttamaa räsistusta. Myös henkilöturvallisuus vikapaikalla paranee, kun pienempi vikavirta aiheuttaa pienemmän jännitteen potentiaalinsuunnan vikapaikassa. Toisaalta maasulun aikana muuntaja-kuristimen kuristinosan häviöt kasvavat voimakkaasti, jonka takia sähköverkkoa ei voida käyttää kovin pitkään maasulussa tai kuristin vioittuu. [5]

### 4.3.5 Laitteiston teknistaloudellinen tarkastelu

Tämän hetkiseksi loistehon antorajan ylityskustannuksiksi todettiin aikaisemmin työssä noin 1500 euroa vuodessa. Tämä sinänsä ei luo edellytyksiä kompensointi-investoinnille Tampereen Sähköverkko Oy:n maaseutualueen sähköverkolle. Maaseutualueen tulevaisuuden muutosten tarkastelu osoitti kuitenkin sen, että suunniteltujen 20 kV:n maakaapelointien toteutuessa, loistehon ylitysten kustannukset nousevat voimakkaasti. Esimerkklaskelmalla vuosikustannuksia saatiin yli 70 000 euron arvosta, kun tarkastelu tehtiin vuoden 2014 sähköverkon käyttötunneilla huomioiden suunniteltujen maakaapelointien loistehon lisäykset. Tämä tulevaisuuden kustannustaso mahdollistaakin jo huomattavien hankintojen tekemisen ylitysmaksujen välttämiseksi.

Taulukossa 47 on laskettu kahden eri kompensointivaihtoehdon investointikustannusten suuruusluokkaa. Kummallakin vaihtoehdolla saadaan kompensoitua aikaisemmin määriteltä maaseutualueen suunniteltujen maakaapelointien tuottama loisteho sekä tämänhetkiset maksulliset loistehon ylitykset niin, että kustannuksia loistehorajan ylityksistä ei muodostu.

**Taulukko 47.** Ilmasydämissen reaktoriratkaisun ja muuntaja-kuristinratkaisun hintavertailu. [3]

Ilmasydäminen reaktoriratkaisu 20 kV				Muuntaja-kuristinratkaisu 20 kV			
Komponentti	Yksikkö kustannus (€)	Tarvittava määrä (kpl)	Kokonais- kustannus (€)	Komponentti	Yksikkö kustannus (€)	Tarvittava määrä (kpl)	Kokonais- kustannus (€)
Ilmaeristeinen 2-kiskokojeiston kenttä	34 600	1	34 600	200 kvar muuntaja-kuristin	20 000	14	280 000
2,8 Mvar reaktori	70 000	1	70 000				
<b>Yhteensä</b>			<b>104 600</b>	<b>Yhteensä</b>			<b>280 000</b>

Reaktorin ja muuntaja-kuristimen hinnoittelussa on käytetty laitteiden valmistajien laitteille antamia arviohintoja sekä kojeistokentän hinnoittelussa Energiamakkinaviraston julkaisemaa ”Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016-2023”-luetteloa. Hinnat antavat tässäkin tapauksessa vain arvion investointien kokonaiskustannuksista ja tapauskohtaisesti ne voivat poiketa merkittävästikin.

Taulukon 47 perusteella näyttäisi siltä, että keskitetty sähköasemalle asennettava reaktoriyksikkö tulee muuntaja-kuristinratkaisua halvemmaksi. Asia ei kuitenkaan ole suoraan verrannollinen, koska muuntaja-kuristimessa on sähköverkolle joka tapauksessa tarvittava jakelumuuntaja jo mukana. Arviolta 200–300 kVA:n jakelumuuntajan osuus on ”Sähkönjakeluverkon komponenttien yksikköhinnat vuodelle 2015”-luettelon mukaisesti noin 7 000 euroa kappale, jolloin muuntaja-kuristinratkaisun yksikköhinnoista voidaan laskea pois 98 000 euroa. Lisäksi on myös huomioitava luvuissa 4.3.3 ja 4.3.4 käsiteltyjen seikkojen vaikutus, kun tehdään valintaa eri ratkaisuvaihtoehtojen välillä. Huomioitava

on esimerkiksi se, että muuntaja-kuristimella voi suorittaa lisäksi maasulkuvirran kompensointia.

Ilmasydämisessä reaktorissa, kuten myös muuntaja-kuristimessa, syntyy pätötehohäviöitä käytön aikana. Edellä mainittu aiheuttaa verkkoyhtiölle kustannuksia. Muuntaja-kuristin aiheuttaa häviöitä jokaisen vuoden käyttötunnin aikana, koska vaikka kuristinosaa ei väliaikaisesti tarvittaisi, on koko komponentti jakelumuuntajan vuoksi pidettävä sähköverkkoon kytkettynä. Sähköasemalle sijoitettavan reaktorin vuotuisiin häviökustannuksiin vaikuttaa valittavan reaktorityypin lisäksi laitteen käyttötuntien määrä vuodessa. Kantaverkon loistehoraja ylitetään suunniteltujen kaapelointien toteutuessa kuitenkin käytännössä kaikkina vuoden tunteina, joten reaktori on pidettävä kustannusten välttämiseksi koko ajan käytössä.

Lisäksi molempien valittavana olevien vaihtoehtojen huolto ja ylläpito aiheuttavat kustannuksia. Muuntaja-kuristimen huollossa saadaan kustannussäästöjä siitä, että myös kuristinosa huolletaan samalla kuin muuntajaosakin. Kaikkiaan suhteessa hankintakustannuksiin, ylläpito- ja huoltokustannusten pitäisi molemmissa vaihtoehtoissa jäädä melko pieniksi.

Kokonaisuutena, maaseutualueen tulevaisuudessa suunniteltujen kaapelointien toteutuksessa, kompensointitehoon investoiminen näyttäisi kannattavalta ja tarpeelliselta. Tarkastelun pohjalta voidaan arvioida suunniteltujen maakaapelointien toteutuessa, että kompensointilaitteiden takaisinmaksuajat liikkuvat sähköaseman reaktorilla vuodesta kahteen vuoteen ja muuntaja-kuristinratkaisulla kolmen vuoden hujakoilla, kun pohjana on käytetty vuoden 2014 käyttötunneilla tehtyä kustannuslaskelmaa. Muuntaja-kuristinratkaisun takaisinmaksuajan arviossa on jätetty laskennan ulkopuolelle muuntajien kustannus eli 98 000 euroa, jotta saataisiin aikaan tarkempi arvio pelkästä kompensointiin liittyvästä takaisinmaksuajasta. Laitteiden rahoitukseen liittyviä korkokustannuksia ei arviossa ole otettu huomioon.

#### **4.3.6 Suositeltava loistehon kompensointiratkaisu**

Tampereen Sähköverkko Oy:n maaseutualueen loistehorajan ylityksistä koituvat kustannukset ovat uudella voimaanastuvalla kantaverkkosopimuksella tarkasteltuna vielä tällä hetkellä niin pienet, että tarvetta kapasitiivisen loistehon kompensointiin ei ole. Mutta koska tilanne tulee muuttumaan merkittävästi suunniteltujen maakaapelointien toteutuksessa tulevaisuudessa, on ratkaisua eteen tulevan ongelman korjaamiseksi lähdettävä valitsemaan mahdollisimman pian.

Keskitetyn vakioloisteholla toimivan kompensointireaktorin hankkiminen Teiskon sähköasemalle olisi todennäköisesti kustannustehokkain vaihtoehto tulevaisuudessa eteen tulevan loisteho-ongelman korjaamiseksi. Mutta koska maaseutualueen sähköverkkoa kaa-

peloidaan osissa pitkällä aikavälillä, olisi yksittäinen reaktori todennäköisesti ensin loisteholtaan liian suuri ja myöhemmin kaapeloinnin edetessä se osoittautuisi liian pieneksi. Tämän ongelman saisi korjattua rakentamalla reaktoriin loistehon säätömahdollisuus ja valitsemalla koko maaseutualueen maakaapeloinnin aiheuttama loisteho reaktorin mitoitustehoksi. Mutta todennäköisesti edellä mainittu nostaisi kertaluonteiset investointikustannukset niin merkittäviksi, että keskitetyn kompensoinnin kustannusetu menetettäisiin.

Hajautettu kompensointivaihtoehto näyttäisi tämän tarkastelun pohjalta osoittautuvan maaseutualueella paremmaksi vaihtoehdoksi. Muuntaja-kuristimia voidaan asentaa aina tarpeen mukaan maaseutualueen maakaapeloinnin edetessä ja näin saadaan sähköverkon loistehon tasapaino pidettyä kunnossa myös kaapelointiprosessin aikana. Näin myös vuosikohtainen investointikustannus loistehon kompensointiin pysyisi tasaisempana kuin hankittaessa keskitetty kompensointi. Hajautettua kompensointia käytettäessä ei myöskään aiheudu tilannetta, jossa loistehon kompensointilaite olisi ylimitoitettu, koska muuntaja-kuristimia voidaan hankkia aina vain tarpeen mukaan. Myös muuntaja-kuristimen mahdollisuus kompensoida maasulkuvirtaa on hyvä asia, koska maakaapeloinnin edetessä myös liian suuresta maasulkuvirrasta sähköverkolla saattaa muodostua ongelma.

Hajautetun kompensoinnin soveltuvuutta Tampereen Sähköverkko Oy:n maaseutualueen sähköverkkoon kannattaa lähteä sopivan maakaapelointihankkeen yhteydessä suunnittelemaan ja myöhemmin toteutusvaiheessa kokeilemaan muutamalla muuntaja-kuristimella. Vain näin saadaan paras kuva laitteiden todellisesta soveltuvuudesta kyseiseen sähköverkkoon. Koska maakaapeloinnin yhteydessä uusitaan useimmiten myös muuntajarakennukset, saadaan muuntaja-kuristimille aikaan sijoituspaikat rakennustyön yhteydessä pienin lisäkustannuksin, jolloin myöskin laitteiden kokeilun aiheuttama kustannus pysyy kohtuullisena.

## 5. YHTEENVETO

Sähköverkkoyhtiön kannalta loistehon siirron hallinta on tärkeätä, koska ensinnäkin sähköverkon asiakkaat tarvitsevat sähkölaitteidensa käyttöön pätötehon lisäksi myös loistehoa. Sähköverkon johtimet, eritoten 110 kV:n kaapelit, tuottavat loistehoa koko ajan ollessaan kytkettyinä verkkoon. Koska loistehoa ei voida varastoida, on hyödytöntä tuottaa sitä enemmän kuin mitä sen kulutus on. Tosiasiassa liiallinen loistehon määrä sähköverkolla on haitallista, koska se aiheuttaa häviöitä ja pienentää sähköverkon siirtokapasiteettia. Sähköverkkoyhtiön alueella muodostuva ylimääräinen loisteho siirtyy Fingridin kantaverkkoon. Koska tästä muodostuu myös kantaverkkoyhtiölle ongelmia, on loistehon siirtämisestä kantaverkkoon sovittu rajat, joita sähköverkkoyhtiön tulee noudattaa. Loistehorajojen ylityksistä sähköverkkoyhtiö joutuu maksamaan korvausta kantaverkkoyhtiölle sovitun hinnoittelun mukaisesti.

Sähköverkkoyhtiölle kustannuksia kertyy erityisesti pienimpien loistehon kulutustuntien aikana, jolloin loistehon tuottoa on enemmän kuin kulutusta. Tämän tyyppiset tilanteet ovat yleisiä varsinkin kesäisin yöaikaan, jolloin yleisen sähkönkulutuksen laskiessa, myös loistehon kulutus laskee. Sähköverkkoyhtiölle saattaa nopeasti kertyä suuriakin kustannuksia loistehorajojen ylityksistä, ellei ongelmia tiedosteta ja niihin reagoida riittävän varhaisessa vaiheessa.

Tässä diplomityössä selvitettiin Tampereen Sähköverkko Oy:n kaikkien kolmen kantaverkon liittymispisteen loistehon antorajan ylitysten suuruudet ja niistä koituvat kustannukset nykyhetken tilanteessa ja arvioitiin tulevaisuuden vastaavia arvoja, kun otettiin huomioon sellaiset sähköverkkoon suunnitellut muutokset, joilla on vaikutuksia loistehon tuottoon ja kulutukseen. Verkolla siirtyvien loistehojen tarkastelussa käytettiin sähköverkolta mitattuja tietoja, jotka oli kerätty vuosilta 2013, 2014 ja vuoden 2015 tammikuusyyskuu väliseltä ajalta. Tulevaisuuteen suuntautuvassa tarkastelussa toteutuneisiin mitattuihin arvoihin tehtiin laskennallisia muutoksia suunniteltujen verkon muutosten pohjalta ja voitiin päätellä niiden aiheuttamat vaikutukset verkon tuottamaan loistehoon. Näin saatujen loistehonantorajan ylitysten perusteella voitiin mitoittaa verkkoyhtiön kantaverkon liittymispistekohtaiset kompensointilaitteistot.

Koska kompensointilaitteiden investoinnin kannattavuutta haluttiin myös selvittää, tutkittiin vielä laitteistoilla saatavia säästöjä ja määritettiin investointien takaisinmaksuaikaa. Kustannusten laskennassa käytettiin uutta vuoden 2016 alussa voimaan astuvaa kantaverkkosopimuksen hinnoittelua, jonka mukaisesti sähköverkkoyhtiö joutuisi loistehorajan ylityksestä maksamaan loistehomaksua 1000 €/Mvar ja loisenergiamaksua ylityksen kestosta riippuen 5€/Mvarh. Tällä tietoa, loistehon ylityksistä aloitetaan perimään maksua vasta vuoden 2017 alusta lähtien, koska vuotta 2016 pidetään vielä siirtymäaikana.



Tampereen Sähköverkko Oy:n Kangasalan kantaverkon liittymispisteen osalta havaittiin, että nykyhetkellä loistehon antorajan ylityksistä koituvat kustannukset ovat vielä kohtuullisia. Tällä hetkellä loistehon ylitykset sijoittuvat ajallisesti kesäaikaan, jolloin Tampereen Sähköverkko Oy:n sähköverkon alueella olevia generaattoreita ei käytetä sähköön tuottamiseen. Tällöin ei myöskään liiallisen loistehon kulutusta voida suorittaa generaattoreilla. Tarkastelu osoitti myös sen, että tilanne muuttuu nykytilanteesta nopeasti ja merkittävästi, jos suunniteltuja 110 kV:n maakaapelointeja aloitetaan toteuttamaan.

Erityisen merkittäväksi loistehon tuottajaksi suunnitelluista maakaapeloinneista osoittautui Nurmin sähköaseman ja Naistenlahden sähköaseman välinen yhteys. Kaikkien suunniteltujen maakaapelointien toteutuessa, loistehon liiallisesta tuottamisesta kertyy sähköverkkoyhtiölle yli miljoonan euron kustannus vuosittain, jos asian korjaamiseksi ei tehdä mitään. Kustannuksia syntyy erityisen paljon silloin, kun loistehon antoraja liittymispisteessä ylittyy kaksinkertaisesti. Tällöin kantaverkkosopimus ei mahdollista kuukaudessa 30 suurimman loistehon ylityksen poisjättämistä kustannuslaskennasta, vaan kaikista loistehorajan ylityksistä kertyy sähköverkkoyhtiölle maksettavaa.

Ratkaisuksi Kangasalan liittymispisteen osalta suositeltiin suuruusluokaltaan 30 Mvar:n reaktoria. Syynä tähän oli se, että kyseinen teho riittää kompensoimaan sekä nykyhetken loistehon antorajan ylitykset, jotka aiheuttavat kustannuksia että myös suunniteltujen maakaapelointien aiheuttamat loistehon tuoton lisäykset. Reaktorin tulee olla rakenteeltaan öljyeristeinen, jotta se voidaan liittää 110 kV:n jännitteeseen. Tämä on tarpeen, koska 110 kV:n jännitetaso mahdollistaa suurempien oikosulkutehojensa ansiosta suurempitehoisen reaktorin liittämisen kerralla sähköverkkoon. Reaktori kannattaa sijoittaa sähköasemalle, koska näin se saadaan liitettyä sähköverkon ohjausjärjestelmiin helpoiten ja laitteelle ei tarvitse hankkia uutta maa-aluetta. Kytkenälaitteena kannattaa käyttää synkronikatkaisijaa, jotta kytkennästä aiheutuvat muutosilmiöt saadaan sähköverkon kannalta minimoitua. Edellä mainittujen ominaisuuksien lisäksi reaktorissa on hyvä olla muutama loistehoporras, joilla mahdollistetaan reaktorin säätömahdollisuus pienemmän kompensointitarpeen aikana.

Pienempitehoisia 4–5 Mvar:n 20 kV:n jännitetasoon liitettäviä ilmasydämissä reaktoreita kannattaa lähtökohtaisesti hankkia tilanteissa, joissa öljyeristeisen reaktorin kompensointiteho yksistään on jäänyt riittämättömäksi. Ilmasydämisellä reaktorilla on lähtökohtaisesti edullisempi toteuttaa pienempitehoiset kompensointikapasiteetin lisäykset kuin öljyeristeisellä vaihtoehdolla. Jotta reaktorin hankinnan kannattavuudesta saatiin parempi kokonaiskuva, tarkasteltiin lisäksi reaktori-investointien takaisinmaksuaikoja. Nämä osoittivat, että investoinnit ovat kannattavia myös sen takia, että niillä oli hyvin lyhyet takaisinmaksuajat.

Multisillan kantaverkon liittymispisteen osalta havaittiin, että loistehon antorajan ylityksiä oli vuoden aikana kappalemääräisesti paljon. Loistehon antorajan ylitykset olivat kui-

tenkin suuruudeltaan tarkastelujakson aikana pieniä, joka tarkoittaa sitä, että sähköverkko-yhtiölle ei muodostu haitallisen suuria kustannuksia niistä. Tulevaisuudessa Multisillan sähköverkolla ei odoteta tapahtuvan mittavia muutoksia, jotka vaikuttaisivat Multisillan sähköverkon loistehon kulutukseen tai tuottoon. Näin ollen ei myöskään näkynyt, että tulevaisuuden kannalta olisi tarvetta lähteä tekemään muutoksia Multisillan sähköverkkoon loistehon hallinnan osalta ainakaan nykyisillä tiedoilla. Kuten Multisillan osalta, myös Valkeajärven liittymispisteessä loistehon antorajan ylityksiä tapahtui tarkastelujakson aikana kappalemääräisesti paljon, mutta loistehon ylitykset eivät olleet suuruudeltaan isoja. Loistehon ylityksistä kertyvät nykyhetken vuosikustannukset jäivät noin 1000 euroon, jotka olivat siis vielä Multisillassakin kertyneitä kustannuksia alhaisemmat.

Tulevaisuudessa Teiskon maaseutumaista sähköverkkoa tullaan maakaapeloidaan voimakkaasti. 20 kV:n maakaapeloinnin tuottaman loistehon johdosta, Valkeajärven liittymispisteessä tapahtuvien loistehon antorajan ylitysten suuruudet kasvavat todennäköisesti merkittävästi. Tästä muodostuu Tampereen Sähköverkko Oy:lle niin suuret kustannukset, että kompensointitehon hankinta tulee tarpeelliseksi. Kompensointitehoa on vaikea mitoittaa niin, että yhdellä kerralla hankittaisiin sopiva laite, koska maakaapelointi etenee kyseisellä alueella vaihteittain useiden vuosien aikana. Lisäksi maaseutumaisten sähköverkkojen tulee tapahtumaan varmasti kaapelointimuutoksia, joita ei ole vielä suunnitelmissa esitetty. Näin yksittäisen kompensointilaitteen hankinta saattaisi helposti osoittautua yli- tai alimitoitetuksi.

Ratkaisuksi ongelmaan suositeltiin muuntaja-kuristimien sijoittamista Teiskon sähköverkon 20 kV:n yhteyksien varsille. Tällöin kompensointitehon hankinta etenee aina tarpeen mukaan maakaapeloinnin edetessä, eikä yli- tai alikompensointia tapahdu yhtä helposti kuin yksittäisen laitteen hankinnassa. Muuntaja-kuristimet eivät tarvitse erillistä sijoituspaikkaa, koska laitteet voidaan sijoittaa puistomuuntamorakennuksiin pelkän muuntajan paikalle. Näin investointikustannus pysyy myös kohtuullisempana. Ennen muuntaja-kuristimien laajempaan käyttöönottoa sähköverkon eri lähdöillä, on syytä kuitenkin tutkia laitteen soveltuvuutta kyseiseen sähköverkkoon yksittäisellä lähdöllä. Näin saadaan paras kuva uudentyyppisen komponentin toiminnasta ja soveltuvuudesta käyttötarkoitukseensa juuri Teiskon alueen sähköverkossa.

Tässä työssä saatiin muodostettua nykyhetken tilannekuva Tampereen Sähköverkko Oy:n kantaverkon liittymispisteiden loistehon antorajan ylityksistä sekä loistehon ylitysten aiheuttamista kustannuksista. Lisäksi kyseisistä tilanteista luotiin myös tulevaisuuden näkymä. Näiden pohjalta lähdettiin muodostamaan ratkaisuja Kangasalan ja Valkeajärven kantaverkon liittymispisteissä havaittuihin loistehon ylituotosta aiheutuviin ongelmiin. Havaittuihin ongelmiin löydettiin ratkaisuvaihtoehtot, joista luotiin suositukset, niin Tampereen kaupunkialuetta palvelevan Kangasalan liittymispisteen kuin maaseutumaista Teiskon sähköverkkoa palvelevan Valkeajärven liittymispisteen ylimääräisen kapasiteetivien loistehon kompensointiin. Näiden suositusten pohjata sähköverkkoyhtiö voi lähteä suunnittelemaan tulevaisuuden loistehon hallintaan liittyviä tarpeellisia laiteinvestointeja.

## LÄHTEET

- [1] Alstom Grid Oy. 2010. Air-Core Reactors – Dry Type. 8 s.
- [2] Atte, Pihkala. Verkostolaskenta-asiantuntija, Helen Sähköverkko Oy. Mika, Loukкалаhti. Järjestelmäpäällikkö, Helen Sähköverkko Oy. Oskari, Patjas. Kunnonhallintapäällikkö, Helen Sähköverkko Oy. Helsinki. Haastattelu, 25.9.2015.
- [3] Energiamarkkinavirasto. 2016. Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016-2023. [verkkodokumentti]. [Viitattu 22.1.2016]. Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/web/guest/verkkokomponentit-ja-yksikkohinnat-2016-2023>.
- [4] Esa, Virtanen. 2015. Vice President, Technology and Engineering, ABB Oy. Haastattelu, 28.8.2015.
- [5] E, Virtanen. 2014. Maaseutuverkkojen kaapelointi ja loistehokysymykset. ABB Oy. 30 s.
- [6] Fingrid Oyj. 2011. Kantaverkkosopimus 2012-2015. 16 s.
- [7] Fingrid Oyj. 2012. Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito. 5 s.
- [8] Fingrid Oyj. 2015. Kantaverkkosopimus nro xxxx / 2016 Asiakas Oy ja Fingrid Oyj. 4 s.
- [9] Fingrid Oyj. 2015. Kantaverkkopalvelun hinnoittelu vuonna 2016. 2 s.
- [10] Fingrid Oyj. 2015. Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito. 10 s.
- [11] Henry, Melva. Design Engineer, Alstom Grid Oy. Pauli, Halonen. Sales Manager, Alstom Grid Oy. Haastattelu, 9.9.2015.
- [12] J, Ahoranta. 2002. Sähkötekniikka. Porvoo, WSOY. 335 s.
- [13] J, Elovaara. L, Haarla. 2012. Sähköverkot 2, Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. Helsinki, Otatieto. 551 s.
- [14] L, Korpinen. 2008. Muuntajat ja sähkölaitteet. [verkkodokumentti]. [Viitattu 14.7.2015]. Saatavissa: [http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt\\_opus/9muuntajat\\_ja\\_sahkolaitteet.pdf](http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt_opus/9muuntajat_ja_sahkolaitteet.pdf).

- [15] M, Korpela. 2014. Pitkän aikavälin ennuste – vai sittenkin arvaus. [verkkodokumentti]. [Viitattu 16.9.2015]. Saatavissa: <http://www.enegia.com/fi/blogi/pitkan-aikavalin-ennuste-vai-sittenkin-arvaus/>
- [16] P, Tarkka. L, Hietalahti. 2006. Piirianalyysi 2. Helsinki, Edita Prima Oy. 284 s.
- [17] P, Väisänen. 2012. Loistehon kompensointi jakeluverkkoyhtiössä, Diplomityö. Tampere. Tampereen Teknillinen Yliopisto. 106 s.
- [18] Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto STUL ry. 2006. Yliaallot ja kompensointi. Tampere, Tammer-Paino Oy. 120 s.

## LIITTEET

## LIITE 1: ILMAERISTEISEN 1-VAIHEKURISTIMEN TEKNISET TIEDOT

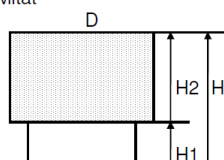


Asiakas  
Tarj.No. HM150555 /  
Pvm 2.10.15 HMelva

## KURISTIMEN TEKNISET TIEDOT

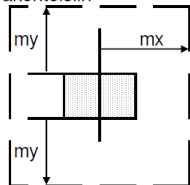
Tyypimerkintä	XYRR	318.3 mH /	116	A
Nimellisjännite	20/√3 kV			
Nimellisvirta	116 A			
Nimellistaajuus	50 Hz			
Nimellisinduktanssi	318.3 mH,	tol.	-5 / +5	%
Väliotot (kytkentä jännitteettömänä)	%			
1-vaiheiset häviöt ( +75 °C ) nimellisvirralla	50 Hz	18.76 kW	koko.	22.70 kW
Eristystaso	50 / 125 kV			
Kuristimen lämpötilaluokka	F			
Ympäristön lämpötila-alue	-40 / +40 °C			
Terminen oikosulkuvirta, kesto aika	0.13 kA 1 s			
Dynaaminen oikosulkuvirran huippuarvo	0.33 kA			
Jäähdytys : luonnollinen ilmakierto	AN			
Paino	1030 kg			

## Mitat

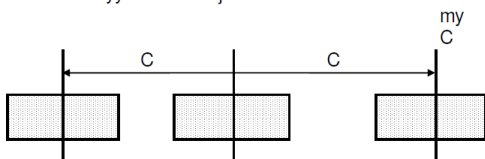


D	1640 mm
H1	865 mm
H2	2055 mm
H	2920 mm

Etäisyys magneettisiin rakenteisiin



Minimietäisyys vaihekelojen välillä



mx	1700 mm
my	850 mm
C	2000 mm

Piir.No

Normi : IEC 60076-6 - 2007

Vaihekelat tehty eristetystä Al-johtimesta, Al-päätteet

Ulosasennus

Väri

RAL5024

Huom:

Y-kytkentä  
ALUSTAVA!

## LIITE 2: ILMAERISTEISEN 4 MVAR:N KURISTIMEN TEKNISET TIEDOT

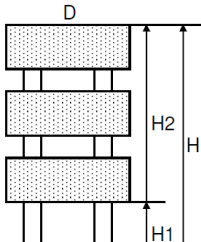
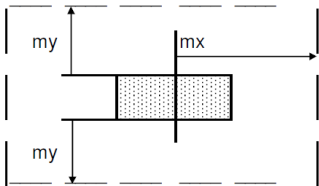
**ALSTOM**

Asiakas

 Tarj.No. HM150556 /  
 Pvm 2.10.15 HMelva

### KURISTIMEN TEKNISET TIEDOT

Tyypimerkintä	XKRR	318.3 mH /	116 A
Nimellisjännite	20/√3 kV		
Nimellisvirta	116 A		
Nimellistaajuus	50 Hz		
Nimellisinduktanssi	318.3 mH,	tol.	-5 / +5 %
Väliotot (kytkentä jännitteettömänä)			
3-vaiheiset häviöt	( +75 °C ) nimellisvirralla	50 Hz	51.57 kW koko. 62.40 kW
Eristystaso	50 / 125 kV		
Kuristimen lämpötilaluokka	F		
Ympäristön lämpötila-alue	-40 / +40 °C		
Terminen oikosulkuvirta, kesto aika	0.13 kA 1 s		
Dynaaminen oikosulkuvirran huippuarvo	0.33 kA		
Jäähdytys : luonnollinen ilmakierto	AN		
Paino	3200 kg		

Mitat	Etäisyys magneettisiin rakenteisiin		
	D	2140 mm	
	H1	980 mm	
	H2	5035 mm	
	H	6015 mm	
	mx	2000 mm	
	my	1000 mm	

Piiir.No

Normi : IEC 60076-6 - 2007

Vaihekelat tehty eristetyistä Al-johtimesta, Al-päätteet

Ulosasennus

Väri RAL5024

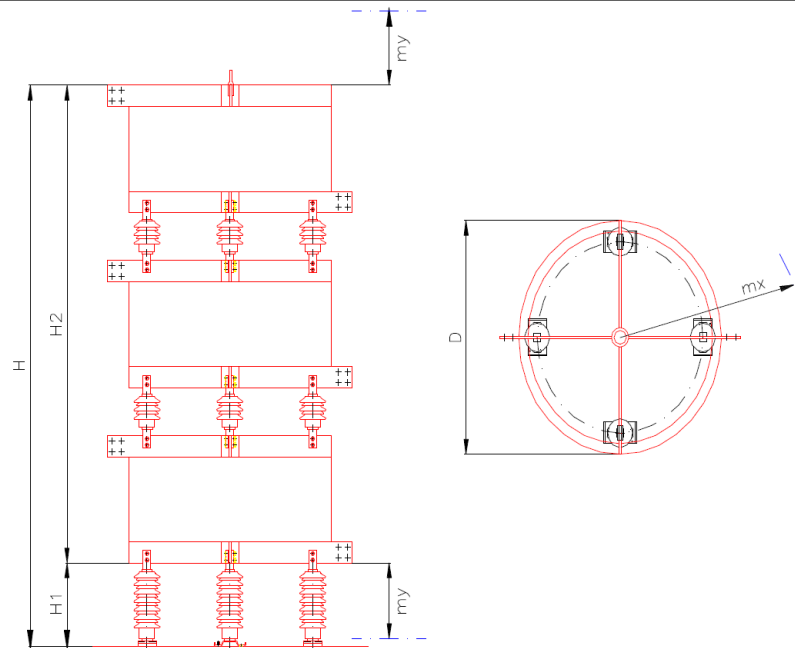
Huom : Y-kytkentä  
ALUSTAVA!

# LIITE 3: ILMAERISTEISEN 4 MVAR:N KURISTIMEN MITOITUS-KUVA

**ALSTOM**

Tarj.No. HM150556  
Pvm 2.10.15

XKRR 318.3mH 116A



D ..... 2140 mm  
H1 ..... 980 mm  
H2 ..... 5035 mm  
H ..... 6015 mm

Paino ..... 3200 kg

mx ..... 2000 mm  
my ..... 1000 mm  
C ..... mm

## LIITE 4: MUUNTAJA-KURISTIMEN TEKNISET TIEDOT



### Tekninen erittely

Eco-Muristin: 2015-02-06 MJ/JAT rev. C  
muuntaja 200 kVA + kuristin 200 kVAr + Petersen coil

#### Nimellisarvot

Nimi		Kolmivaiheinen öljyeristeinen muuntaja-kuristin-yhdistelmälaite
Lajimerkki		CCMU 24 HA 400
Nimellisteho jakelumuuntaja	[kVA]	200
Nimellisjännite, ensiö	[V]	20500 ± 2 *2.5 %
Käämimateriaali, ensiö		Al
Käämien eristystaso, ensiö	[kV]	LI 125 AC 50
Läpivientien eristystaso, ensiö	[kV]	LI 125 AC 50
Nimellisjännite, toisio	[V]	410
Käämimateriaali, toisio		Al
Käämien eristystaso, toisio	[kV]	LI 24 AC 8
Läpivientien eristystaso, toisio	[kV]	LI 24 AC 8
KytKentä		Dyn11
Rinnakkaiskuristin	[kVAr]	200
Nimellisjännite	[V]	20500
Maksimi jatkuva käyttöjännite	[V]	22000
Käämien eristystaso	[kV]	LI 125 AC 50
Käämimateriaali		Al
Nimellisvirta	[A]	5.6
Hajautettu sammutuskela	[A]	16.9 R/X < 2.5%
KytKentä		YN
Taajuus	[Hz]	50
Jäähdytystapa		ONAN
Lämpenemä, huippuöljy/käämit	[K/K]	60/65 (3-vaihekäyttö) 60/100 (maasulku 15min)
Ympäristön lämpötila, max.	[°C]	40
Asennuskorkeus max.	[m]	1000

#### Takuuarvot toleransseineen

Standardi		IEC60076 -1 ja IEC60076-6
Jakelumuuntajan Impedanssi Zk	[%]	4
Reaktanssi, X	[Ω/ph]	2101
Jakelumuuntajan Tyhjäkäyntihäviöt Po	[W]	250
Jakelumuuntajan Kuormitushäviöt Pk	[W]	2750
Kuristimen häviöt 3-vaiheikäytössä	[W]	3000

#### Alustavat mitat

Pituus	[mm]	1700
Leveys	[mm]	1020
Korkeus	[mm]	1555
Öljyn paino	[kg]	600
Kokonaispaino	[kg]	2600
Kuljetuspaino	[kg]	
Mittapiirustus		



# **LIITE 5: MUUNTAJA-KURISTIMEN MITOITUSKUVA**

